

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276–026.564.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Круглова Екатерина Олеговна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально–экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)– 1, ОК(У)– 2, ОК(У)– 4, ОК(У)– 6, ОК(У)– 7, ОК(У)– 8, ОПК(У)– 1, ОПК(У)– 2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно–коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)– 3, ОК(У)– 5, ОК(У)– 9, ОПК(У)– 5, ОПК(У)– 6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)– 1, ПК(У)– 2, ПК(У)– 3, ПК(У)– 6, ПК(У)– 7, ПК(У)– 8, ПК(У)– 10, ПК(У)– 11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)– 4, ПК(У)– 5, ПК(У)– 9 ПК(У)– 12, ПК(У)– 13, ПК(У)– 14, ПК(У)– 15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно–аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)– 4, ПК (У)– 23, ПК (У)– 24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)– 4, ОПК(У)– 3, ОПК(У)– 5, ОПК(У)– 6, ПК(У)– 25, ПК(У)– 26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)– 4, ПК(У)– 9, ПК(У)– 14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)– 5, ОПК(У)– 6, ПК(У)– 9, ПК(У)– 11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)– 6, ОПК(У)– 7, ПК(У)– 4, ПК(У)– 7, ПК(У)– 13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Круглова Екатерина Олеговна

Тема работы:

Анализ влияния закономерностей фильтрации пластовых флюидов в призабойной зоне пласта в процессе регулирования разработки месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89–12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор действующих систем регулирования разработки месторождений. Призабойная зона скважин. Методы воздействия на призабойную зону скважин. Сравнительная характеристика фильтрационно-емкостных свойств терригенных и карбонатных коллекторов. Технология селективной изоляции водопритоков в добывающих скважинах. Анализ полученных данных в результате внедрения технологии селективной изоляции на терригенных и карбонатных коллекторах.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ регулирования систем разработки месторождений	
Технологические особенности применения селективной изоляции водопритока в добывающих скважинах	
Обоснование технологического применения селективной изоляции водопритока в условиях изменения фильтрации пластовых флюидов в призабойной зоне пласта	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Круглова Екатерина Олеговна		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АЗП – активная зона пласта;

АСПО – асфальто-смолисто-парафиновые отложения;

АХВ – акустико-химическое воздействие;

ВГВ – водогазовое воздействие;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

ДП – депрессионная перфорация;

ИДТВ – импульсивно-дозированное тепловое воздействие;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОПЗ – очистка призабойной зоны;

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗ – призабойная зона;

ПЗС – призабойная зона скважины;

ПНП – повышение нефтеотдачи пластов;

ПК – перфорационный канал;

ППД – поддержание пластового давления;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ТБХО – термобарохимическая обработка;

ТГХВ – термогазохимическое воздействие;

ТЭП – технико-экономические показатели;

ЭС – эмульсионный состав.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, в том числе 15 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 39 источников. Работа содержит 3 приложения.

Ключевые слова: фильтрация, увеличение нефтеотдачи, призабойная зона пласта, фильтрационно-емкостные свойства, залежь.

Объектом исследования является фильтрация флюидов в призабойной зоне пласта.

Цель исследования – определение закономерностей фильтрации флюидов в призабойной зоне пласта в процессе регулирования разработки месторождений.

В процессе исследования была изучена фильтрация флюидов в различных геологических условиях, а именно в терригенных и карбонатных коллекторах. Проанализированы методы воздействия на призабойную зону пласта и причины низкой успешности проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Определены основные факторы, влияющие на приток жидкости к скважине и создаваемым каналам по видам ГТМ. По результатам анализа процесса фильтрации были сделаны выводы по подбору ГТМ.

Область применения: скважины с низким коэффициентом нефтеизвлечения.

На основании проведенных исследований было выявлено, что применение технологий по интенсификации притока приводит к увеличению прироста извлекаемых запасов и текущей добычи.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. АНАЛИЗ РЕГУЛИРОВАНИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	11
1.1 Обзор действующих систем регулирования разработки месторождения	13
1.2 Призабойная зона скважины	16
1.3 Методы воздействия на призабойную зону пласта	32
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ.....	45
2.1 Сравнительная характеристика фильтрационно-емкостных свойств терригенных и карбонатных коллекторов	45
2.2 Технология селективной изоляции водопритоков в добывающих скважинах.....	50
2.3 Анализ полученных данных в результате внедрения технологии селективной изоляции на терригенных и карбонатных коллекторах	56
3.ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА	61
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	66
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	68
4.3 SWOT-анализ.....	69
4.4 Определение трудоемкости выполнения работ	71
4.5 Бюджет технологии проведения гидравлического разрыва пласта.....	74
4.6 Экономическая эффективность от внедрения метода	79
4.7 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии	79
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	84
5.2 Производственная безопасность	86

5.3 Экологическая безопасность	90
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
Приложение А	99
Приложение Б.....	100
Приложение В	101

ВВЕДЕНИЕ

Многочисленные исследования показали: для того, чтобы достичь высоких технологических и экономических показателей разработки нефтяных месторождений, необходимо обеспечить высокое качество первичной информации. Для этого нужно в течение всего времени контролировать и регулировать процесс разработки в зависимости от текущего состояния. Регулирование процесса извлечения углеводородов осуществляется разными способами, но наиболее эффективным является применение различных методов воздействия на пласт или призабойную зону скважин.

В основном воздействие на пласт происходит равномерно независимо от продуктивной характеристики слоев в разрезе пласта. При данном способе вскрытия слои вырабатываются неравномерно и остаются «незатронутые» низкопроницаемые зоны, в которых содержатся остаточные запасы нефти. Вдобавок к этому, на скважинах устанавливаются максимально возможные дебиты, и, как следствие, вода начинает просачиваться по высокопроницаемым коллекторам, что снижает КИН по месторождению в целом.

Главной задачей в разработке месторождений является выбор оптимальных методов воздействия на пласт и на ПЗС. При выборе необходимо ориентироваться не только на полученные данные по скважинам на схожих месторождениях, но и на особенности коллектора. Зачастую, от геолого-технических мероприятий (ГТМ) отказываются при недостижении проектируемого прироста дебита, хотя они могли бы иметь положительные результаты при тщательном подборе скважин. Именно по этой причине подбор мероприятий необходимо осуществлять индивидуально для каждой скважины в зависимости от вскрываемых ею нефтенасыщенных слоев.

При расчете притока флюида к скважине в зависимости от совершенства вскрытия пласта необходимо учитывать продуктивные свойства пласта и особенности разреза скважины, так как это влияет на величину и характер притока.

Анализ литературы показал, что вопрос о процессах фильтрации флюидов в пласте и ПЗ к создаваемым каналам и трещинам имеет неполное представление, что, в свою очередь, приводит к низкой эффективности ГТМ. Именно поэтому изучения в данном направлении являются актуальными. С помощью новых знаний можно продуктивнее применять геолого-технические мероприятия и модернизировать их, что поспособствует улучшению технико-экономических показателей разработки месторождений.

Цель работы

Определить закономерности фильтрации флюидов в призабойной зоне пласта в процессе регулирования разработки месторождений.

Задачи работы

Задачи выпускной квалификационной работы заключаются в:

- анализе регулирования систем разработки месторождений;
- сравнении характеристик фильтрационно-емкостных свойств терригенных и карбонатных коллекторов;
- обосновании технологического применения селективной изоляции водопритока в условиях изменения фильтрации пластовых флюидов в призабойной зоне пласта в процессе регулирования разработки месторождений.

1. АНАЛИЗ РЕГУЛИРОВАНИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка нефтяных месторождений включает в себя разбуривание месторождений и выработку запасов нефти и газа. Данная наука относится к горному делу. Горное дело – многовековая деятельность человека. Отыскивать полезные ресурсы и использовать их для своих нужд человек начал в каменном и бронзовых веках. Человеческое общество было занято изготовлением различных орудий из бронзы и камня, то есть горным делом.

Первое упоминание о скважине появилось в Библии в главе 17 «Исход». Моисей обратился к Богу за помощью, так как у всего его народа было обезвоживание организма. Тогда Бог сказал: «...и ты ударишь в скалу, и пойдет из нее вода, и будет пить народ». Моисей жезлом ударил по указанному месту и забил источник с водой. [1]

История бурения первых скважин в нашей стране начинается с IX века. Велась добыча растворов поваренной соли в г. Старая Русса. Глубина данных скважин составляла 100 метров при диаметре трубы до 1 метра. Данная конструкция не выдерживала нагрузки и происходил обвал стенок. Для укрепления скважинной конструкции стали использовать деревья, сплетенные из ивовой коры. Со временем конструкция была усовершенствована и в качестве крепителя использовались листовые железа. [2]

Первая нефтяная скважина в России была пробурена ударным способ. Ее глубина составила 198 метров. Это произошло в 1864 году на Кубани в долине реки Кудак инженером А.Н. Новосильцевым. Уже в 1871 году скважины бурили механическим способ в Бакинском районе. К этому времени начинает активно развиваться механическое бурение, что повлекло за собой увеличение добычи нефти в стране. [3]

Одним из важнейших достижений стало открытие закона фильтрации жидкости в 1856 году. Он был открыт Анри Дарси и впоследствии получил название в честь французского инженера-гидравлика. Но несмотря на это, при добыче нефти все равно возникал ряд трудностей. Основная проблема

заклучалась в том, что выработка запасов происходила без регулирования разработки месторождений, то есть оставались недренируемые участки, в которых содержалась остаточная нефть. Это происходило из-за нехватки знаний в данной деятельности. Над основами добычи нефти стали работать такие ученые и инженеры как: В.Г. Шухов, Д.И. Менделеев, И.М. Губкин. Только в 30-х гг. учение о режимах нефтяных месторождений стало прогрессировать. В создании данной теории так же значимые вложения внесли: И.А. Чарным, И.Н. Стрижов, Л.С. Лейбензон, А.П. Крылов, В.Н. Щелкачев. На основе предшествующих исследований ученые установили силы, с помощью которых происходит фильтрация флюида в пласте к забоям скважин. Также Л.С. Лейбензоном был открыт закон фильтрации газа, что, в дальнейшем, поспособствовало развитию теории разработки газовых месторождений. [3]

Важное влияние в формировании исследования разработки нефтяных и газовых месторождений в качестве независимой дисциплины оказали две монографии, которые появились в 1948 году: «Научные основы разработки нефтяных месторождений» А.П. Крылова, М.М. Глоговского, М.Ф. Мирчика, Н.М. Николаевского и И.А. Чарного и «Теоретические основы разработки месторождений природных газов» Б.Б. Лапука. [4]

В данных монографиях подробно представлен анализ имеющихся способов исследования коллекторов, описаны абстрактные и прикладные принципы разработки нефтяных и газовых месторождений с учетом геологических характеристик залежей, гидродинамики и экономики. Также авторы затронули такую проблему, как разработку месторождений при смешанных режимах (водонапорном и растворенного газа). Стали совершенствоваться способы установления характеристик пластов с применением гидродинамических изучений скважин и формировались способы непосредственного учета неоднородности фильтрации. Авторами были разработаны и описаны комплексные решения проблемы разработки.

В 50-е гг. начали появляться и совершенствоваться новейшие модификации коллекторов нефти и газа – это трещиноватые и трещиновато-

пористые, а также способы регулировки нефтяных и газовых месторождений. Стали появляться и обретать популярность концепции с внутриконтурным разрезанием месторождений линиями нагнетательных скважин и расположением добывающих скважин по направлению разрезания.

Уже в конце 50-х и на истоке 60-х гг. стали изучать глубокозалегающие нефтяные и газовые месторождения, исследуемые в обстоятельствах неупругой деструкции горных пород. Главным способом влияния на пласты с целью повышения нефтеотдачи стало заводнение. Но подобным методом невозможно целиком найти решение для наибольшего извлечения флюида из недр, в особенности в условиях добычи высоковязких и высокопарафинистых нефтей. Благодаря осуществлению различных исследований, было найдено решение, которое заключалось в воздействии на пласт с помощью теплоносителей и внутрипластового горения. [3]

Разработка нефтяных месторождений – это усиленно формирующаяся сфера деятельности. Последующее ее формирование станет сопряжено с использованием новейших технологий извлечения углеводородов из недр Земли, новейших способов определения характера течения флюида в пласте, регулированием разработки месторождений, применением усовершенствованных методов воздействия на пласт и ПЗП с учетом полученных данных по скважинам.

1.1 Обзор действующих систем регулирования разработки месторождения

Самый важный и сложный этап – это ввод месторождения в промышленную эксплуатацию, так как нужно подобрать такую систему разработки, которая создаст эффективную технологическую схему с целью максимально возможной добычи нефти и газа для дальнейшей окупаемости первоначальных капитальных вложений.

Следующим образом, необходимо проектные решения для освоения залежей сопровождать различными ГТМ в зависимости от особенности строения залежи, а именно регулировать процесс разработки месторождений.

С помощью регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений должен быть достигнут максимально возможный КИН, так как это основной показатель разработки, на который работают все компании мира. Коэффициент извлечения находится как отношение извлекаемых запасов ($Q_{изв}$) к геологическим ($Q_{геол}$):

$$КИН = \frac{Q_{изв}}{Q_{геол}} \quad (1)$$

Выделяют следующие основные цели для регулировки процесса разработки месторождений.

Первая цель – в первоначальный период исследования регулирование обязано обеспечить вывод абсолютно всех объектов месторождений на максимально возможный уровень отбора флюида, благодаря полному применению системы. Особенно важно уделить внимание в конце II и III стадии разработки, так как главной задачей будет являться сохранение максимального темпа добычи нефти как можно дольше.

Вторая цель – необходимо достичь проектного КИН. Как правило, это достигается с использованием методов повышения нефтеотдачи (МУН) и обработки призабойной зоны (ОПЗ) скважин.

Третья цель – повысить финансовые характеристики с помощью максимального применения пробуренного фонда скважин, уменьшение отбора попутной воды без вреда для извлечения углеводородов.

По мнению Р.Х. Муслимова регулирование разработки месторождений – направленное изменение движения флюида в пласте в согласовании запроектированной концепции разработки, а также ее усовершенствовании с учетом геологических характеристик залежи, режима работы скважин, применения технологического прогресса для повышения технико-экономических показателей разработки из-за уменьшения добычи попутной воды и закачки агента. [5]

Существует ряд причин, при котором необходимо осуществлять регулировку процесса разработки месторождений:

1) перераспределение запасов нефти и воды по площади и разрезу залежи в процессе добычи. Это предполагает принятие технологических решений, а именно необходимо сделать так, чтобы в разработку были вовлечены ранее недренируемые пласты, в которых содержится флюид.

2) геологическая структура залежи может быть исследована недостаточно. С возникновением новых сведений появляется потребность уточнения геологической модификации месторождения.

Среди большого количества методов воздействия на пласт и ПЗС выделяют следующие группы:

1) регулировка процесса добычи через пробуренные скважины без замены запроектированной системы разработки:

- повышение гидродинамического совершенства скважин (дострел, ГРП, ОПЗ);

- изолирование или ограничивание притока пластовой воды к скважинам;

- выравнивание притока жидкости или расхода воды по толщине пласта;

- изменение режимов работы добывающих скважин (изменение закачки воды, перераспределение закачки по скважинам, ФОЖ, периодическая закачка, остановка скважин, изоляция пластов, нестационарное заводнение и др.);

- изменение режимов работы нагнетательных скважин (изменение отборов жидкости, отключение обводненных скважин, ФОЖ, периодическая эксплуатация, оптимизация забойных давлений и др.);

- совершенствование первичного и вторичного вскрытия пластов;

- одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) и закачка (ОРЗ).

2) регулировка процесса добычи с помощью частичного изменения системы разработки:

- оптимизация размеров эксплуатационных объектов;

- оптимизация размещения и плотности сеток скважин (бурение дополнительных скважин на линзах, тупиковых зонах, на линиях стягивания контуров, ВНЗ, в слабопроницаемых пластах);

- усовершенствование системы заводнения (дополнительное разрезание, ввод очагов, перенос нагнетания, оптимизация давления нагнетания);
- использование горизонтальных технологий (БС, БГС, ГС);
- использование ОРЭ скважин;
- использование МУН. [6]

1.2 Призабойная зона скважины

1.2.1 Призабойная зона скважины и ее схематизация строения

Призабойная зона скважины – это пространство, которое относится к пласту и скважине одновременно. В этой области располагаются запасы нефти и газа, а также происходит фильтрация флюидов к скважинам, но все протекающие явления изучены не в полной мере и методы воздействия на пласт и ПЗ имеют свои недостатки, что вызывает большой интерес в изучении данного вопроса.

В трудах Ш.К. Гиматудинова, И.И. Дунюшкина, В.М. Зайцева были подробно рассмотрены увеличение нефтеотдачи, а также газо- и конденсатоотдачи нефтяных и газовых коллекторов. Призабойная зона была выделена как наиболее «чувствительная» и главная зона в системе пласт-скважина, так как именно от ее проводимости напрямую зависят значения дебитов. Приток нефти к скважинам может снижаться из-за появления асфальто-смолопарафинистых отложений (АСПО) в ПЗП, на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и выкидных линиях. Кроме снижения дебитов это может привести к выводу оборудования из эксплуатации, так как повышается нагрузка на станки-качалки, увеличивается расход энергии и, как следствие, погружной электродвигатель может перегреться и выйти из строя, что приведет к колоссальным потерям. Увеличение проницаемости в несколько раз в сравнении с естественной не влечет за собой повышение нефтеотдачи. Поэтому очень важно контролировать и регулировать весь процесс эксплуатации и в соответствии с низкими фильтрационными свойствами коллекторов подбирать нужные ГТМ для сохранения, восстановления и повышения естественной проницаемости ПЗ. [7,8]

С формированием новейших технологий, а также технического влияния на призабойную зону и очищения ствола скважины от различных механических примесей весьма немаловажно конкретизировать схематизацию строения и условия формирования околоскважинной зоны не только в ходе бурения, но и при ее изучении и эксплуатации.

Скважина – это не только канал, по которому происходит поднятие флюида на поверхность, но и первоисточник информации о свойствах пласта, что позволяет смоделировать систему пласт-скважина и более точно описать процесс фильтрации в данной системе.

На стадиях бурения и различных процессов по вскрытию продуктивного пласта-коллектора с последующим укреплением забоя скважины образовывается околоскважинная область со сложной структурой. Главные составляющие части призабойной зоны – это толщина металлической трубы, цементное кольцо, глинистая корка, область кольтматации, промытая зона и зона проникновения. Далее начинается пласт без загрязнений. [7]

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) околоскважинной области значительно различаются от свойств более удаленной части пласта, чем ближе к скважине, тем сильнее проявление. К ФЕС относят три параметра: пористость, проницаемость и насыщенность. Среди пористости выделяют общую и эффективную (открытую), которые измеряются в % или долях и можно найти их следующим образом:

$$m_{\text{общ}} = \frac{V_{\text{всех пор}}}{V_{\text{горной породы}}} \quad (2)$$

$$m_{\text{эфф}} = \frac{V_{\text{связанных пор}}}{V_{\text{горной породы}}} \quad (3)$$

Под насыщенностью понимают тот объем, который заполняется флюидом:

$$\sigma_f = \frac{V_f}{V_{\text{пор}}}, \quad (4)$$

где V_f – объем флюида.

После выполнения работ по перфорированию пласта строение ПЗ существенно усугубляется. Этому способствуют возникновение перфорационных каналов, на стенках которых формируются глинистые корки, образование областей кольматации, промытых зон и зон вторжения фильтрата. На рисунке 1 показана схематизация строения ПЗ.

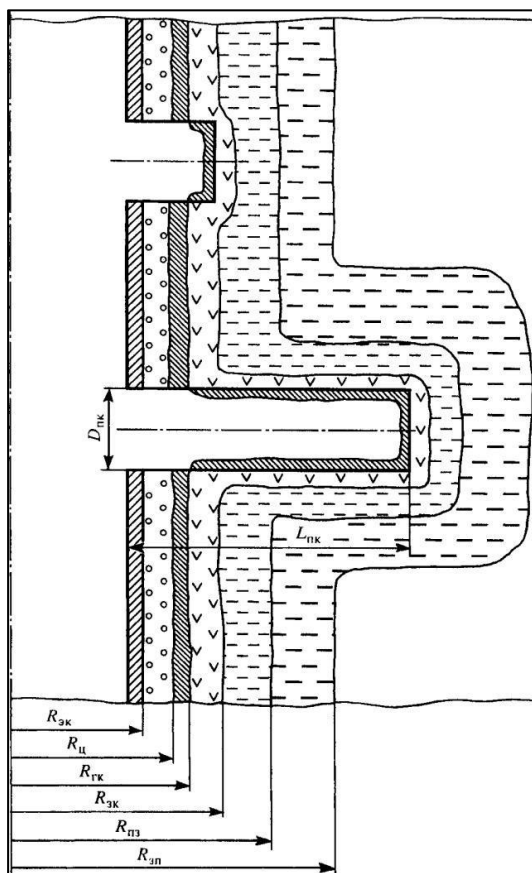


Рисунок 1 – Схематизация строения околоскважинной и околосквизионной зон пласта: $R_{зк}$ – эксплуатационной колонны; $R_{ц}$ – цементного кольца; $R_{гк}$ – глинистой корки; $R_{зк}$ – зоны кольматации; $R_{пз}$ – промытой зоны; $R_{зп}$ – зоны проникновения; $D_{пк}$, $L_{пк}$ – диаметр и длина перфорационного канала

Приток к скважине снижается из-за сформировавшейся области с ухудшенными ФЕС вокруг каналов перфорации. Толщина данных областей находится в зависимости от периода влияния, качества бурового раствора и изменения депрессии. При выборе ГТМ для притока флюида к скважине рассматривается цель очищения ПК от бурового раствора и уничтожение сформировавшейся области. Депрессионные воронки каждого канала, объединяясь, формируют около скважины поверхность. На более удаленных

расстояниях каналы перестают влиять на распределение давления, вследствие чего, поток флюидов обретает плоскорадиальную форму течения. В этом случае распределение давления выражается через формулу Дюпюи (5). Данная область пласта, начиная от скважины и до этой границы, называется активной зоной пласта (АЗП). В этой области фильтрационное течение имеет наибольшую скорость и градиент давления. [7]

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (5)$$

где k – проницаемость, м^2 ;

h – мощность пласта, м ;

μ – вязкость фильтруемой жидкости, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

p_k – давление на контуре питания, Па ;

p_c – пластовое давление в ПЗ, Па ;

R_k – радиус контура питания, м ;

r_c – радиус скважины, м .

От длины ПК зависит то, будет ли течение проходить через ПЗ. Тут следует рассмотреть два случая:

1) фильтрация флюида осуществляется через данную область тогда, когда протяженность каналов меньше толщины ПЗ, это сопровождается максимальным дебитом;

2) фильтрация флюида не осуществляется через данную область тогда, когда длина каналов больше толщины ПЗ и из-за чего снижается приток к скважине.

Из вышеперечисленного можно сделать вывод о том, что на продуктивность скважин оказывают влияние такие параметры, как: количество каналов, их протяженность, размер диаметра, толщина, способ перфорирования, плотность глинистых корок, образующихся на внутренних частях ПК и ряд других различных причин.

После АЗП разница давлений идет плавно на спад в зависимости от увеличения расстояния от стенок скважины. Данная зона располагается до

границы депрессионной воронки с воронками от соседних скважин. Линия пересечений является водораздельной, на которой разница давлений равна нулю. Зона, простирающаяся от границы АЗП до водораздельной линии, является областью влияния скважины (ОВС).

Схема расположения зон влияния скважины представлена на рисунке 2. На схеме проиллюстрированы два перфорационных канала разной длины. Данная модель дает возможность сделать значимое заключение – при точном прогнозировании притока воды или газа к скважине необходимо анализировать не плоскорадиальную геометрию, что делают в основном, а наиболее сложную, складывающуюся из двух зон. Выделяют две области: внешнюю и внутреннюю. Внешней считается область по отношению к скважине и здесь приток является плоскорадиальным, во внутренней же области линии тока искривляются и следует учесть этот фактор, так как модель необходимо создавать к горизонтальным цилиндрическим трубкам с проницаемой стенкой. [7]

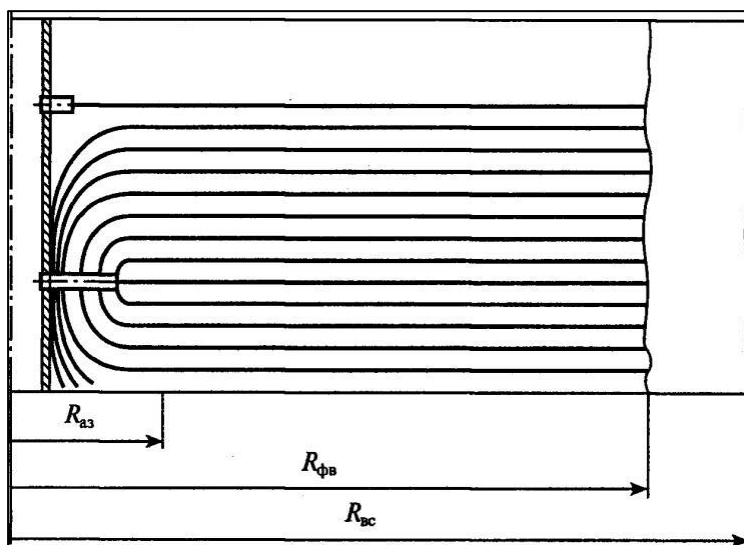
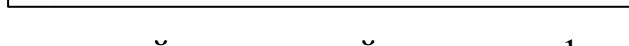


Рисунок 2 – Схема фильтрационного поля по толщине пласта

Радиусы: $R_{аз}$ – активной зоны влияния перфорационных каналов; $R_{фв}$ – фильтрационного влияния; $R_{вс}$ – влияния скважины

1.2.2 Процесс миграции углеводородов

Для решения вопроса о фильтрации флюида к скважине необходимо знать и понимать то, как происходит миграция углеводородов в горных породах. Под миграцией подразумевается передвижение флюидов в пласте. Существуют



Под первичной мигренью понимается выделение VP от материнской

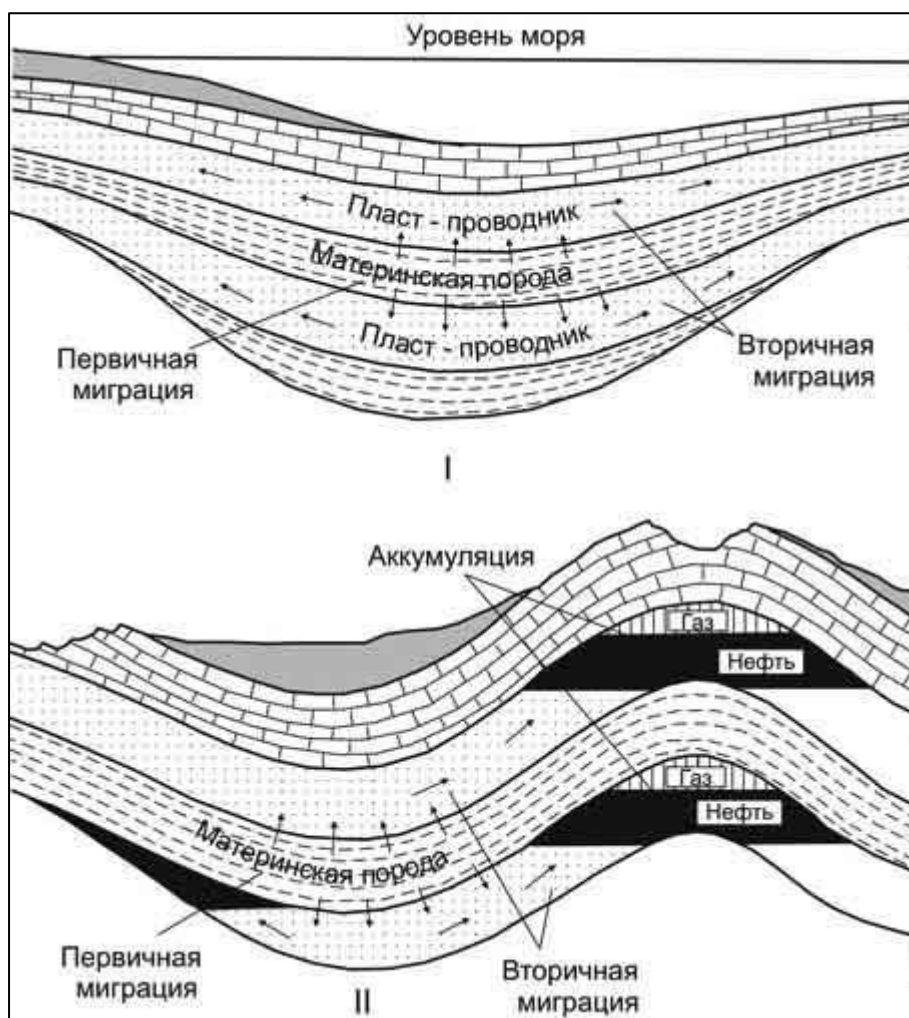


Рисунок 4 – Образование залежей нефти и газа: схема первичной и вторичной миграции на ранней и более поздней стадиях эволюции бассейна. I – начальная фаза первичной и вторичной миграции, II – более поздняя стадия первичной и вторичной миграции и образование залежи

Доля молекул перемещающейся микронефти приходит в движение из-за перепада давления, формируя направленный поток УВ вещества к ловушкам, где происходит их накопление, то есть вторичная миграция. Термин микронефти ввел Н.Б. Вассоевич для выражения миграционноспособных компонентов битумоида в нефтематеринских толщах. На этапе вторичной миграции сформировываются залежи нефти и газа. Нефть и газ попадают в коллектор, насыщенный водой, и направляются вертикально вверх из-за гравитационного фактора. Поры и трещины в горных породах являются путями для передвижения флюида. Перемещение происходит не только в горных породах, но и на

разрывных нарушениях и стратиграфических несогласиях, что позволяет мигрировать УВ на поверхность (рисунок 5). [9]

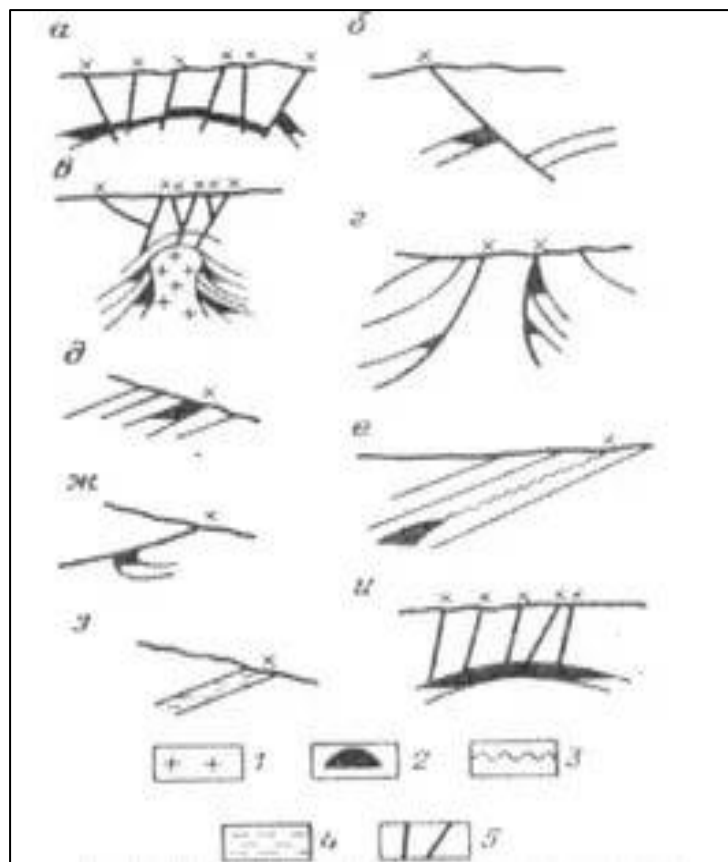


Рисунок 5 – Пути миграции и выхода, связанные: а–г, ж–с поверхностями разрывных смещений, д,е – с поверхностями стратиграфических несогласий, з – миграция с водой по пласту (пласт выходит на поверхность), и – миграция и выходы по трещинам: 1 – соль, 2 – залежи нефти (газа), 3 – поверхность несогласия, 4 – вода, 5 – разрывные смещения (или трещины), косыми крестиками показаны выходы нефти и газа на поверхность

Согласно глубине залегания слоя, пластовое давление распределяется пропорционально давлению столба пластового флюида. Пластовое давление – это давление вышележащих горных пород. Так как плотность газа практически не изменяется с увеличением глубины, то пластовое давление в газонасыщенных частях также не изменяется. С нефте- и водонасыщенными частями все иначе. С глубиной давление начинает возрастать пропорционально увеличению плотности нефти и воды соответственно. [9]

На рисунке 6 представлены пьезометрическая высота и напоры в скважине. Пьезометрическую высоту можно найти по формуле (6):

$$h_p = \frac{p}{\rho g}, \quad (6)$$

где p – абсолютное давление, Па;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м²/с.

Величина напора выражается следующим уравнением Бернулли:

$$\frac{P}{\gamma} + z + \frac{v^2}{2g} = H, \quad (7)$$

где P – гидростатическое давление в исследуемой точке потока жидкости, Па;

γ – объемный вес жидкости, кг/см;

z – высота исследуемой точки потока над выбранной плоскостью, м;

$\frac{v^2}{2g}$ – скоростной напор, м²/с.

Для того, чтобы вода стала поступать на поверхность, необходимо в стволе скважины уменьшить уровень промывочной жидкости, и под влиянием пластового давления начнется приток флюида к этой скважине. В случае, когда столб воды будет равен пластовому давлению, приток жидкости прекратится. Точно такой же процесс протекает для добычи нефти и газа.

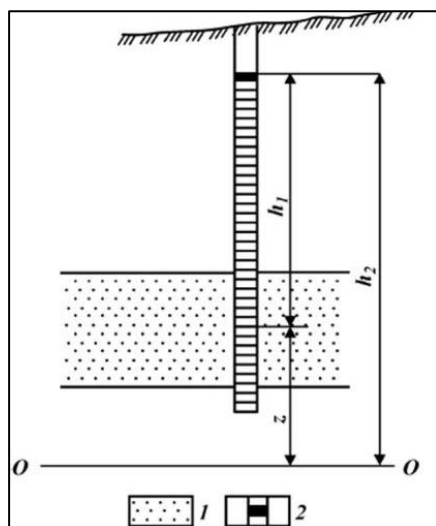


Рисунок 6 – Пьезометрическая высота и напор в скважине: 1 – пласт-коллектор, 2 – пьезометрический уровень в скважине, O-O – условная плоскость, h_1 – пьезометрическая высота, z – расстояние от середины пласта до условной плоскости, h_2 – пьезометрический напор

При добыче флюида давление в скважине меньше пластового вследствие чего вокруг скважины возникает воронка депрессии. Воронка депрессии – это более низкая часть свободной или напорной воды в виде воронки, вызванная при откачке воды. С помощью откачки жидкости при высоких значениях депрессии можно очистить ПЗП от различных частиц, которые закупоривают поры, что снижает фильтрацию флюида к скважине. Данный процесс имеет название дренирование. [9]

Распределение давления рядом с работающей скважиной – это логарифмическая функция (рисунок 7). По графику видно, что давление резко меняется около стенок скважины. Чем дальше от стенок, тем изменение давления происходит более плавно. Это происходит из-за повышения скорости фильтрации, которая рассчитывается по формуле (8), тогда, когда флюид приближается к стенкам скважины, на что используется большая разница давлений. В случае, когда давление в скважине выше пластового, образуется воронка репрессии. [10]

$$u = \bar{w} \cdot m, \quad (8)$$

где \bar{w} – действительная средняя скорость жидкости, м/с;

m – пористость, доли единицы.

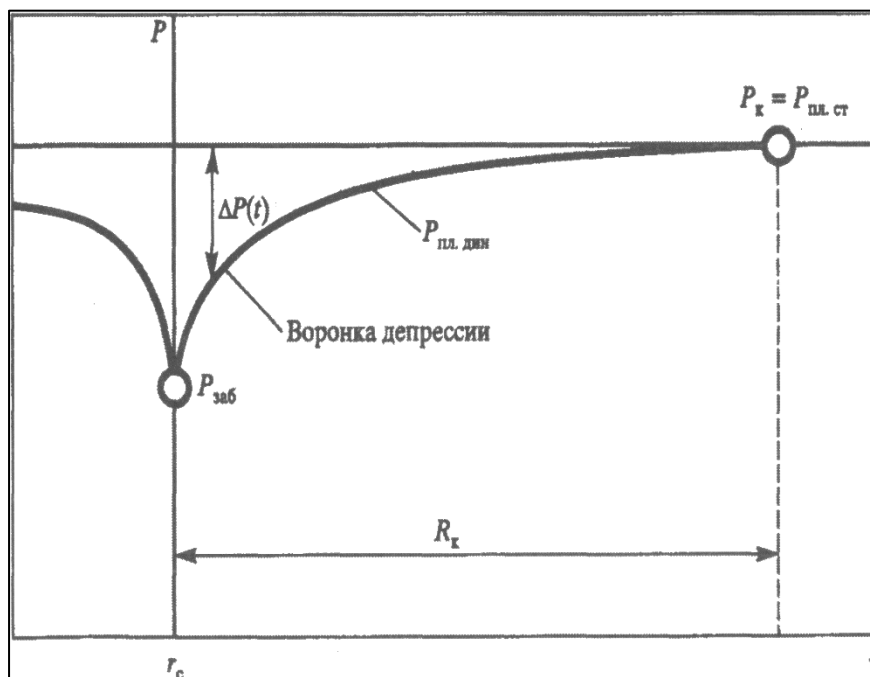


Рисунок 7 – Распределение давление в пласте вокруг работающей скважины:
 P_k – давление на контуре питания, $P_{пл.ст}$ – пластовое статическое давление – это такое давление, при котором дебит равен нулю, то есть давление до того времени, когда начинается откачка флюида, $P_{пл.дин}$ – пластовое динамическое давление – это давление рядом с работающей скважиной в любой точке коллектора, $P_{заб}$ – забойное давление, R_k – радиус контура питания

В ПЗП протекают много различных физических процессов:

- 1) попадание жидкости для промывки скважины в ходе образования ПЗ;
- 2) попадание механических примесей при промывке скважины;
- 3) деформирование горных пород за счет повышения или понижения эффективного напряжения на забое скважины;
- 4) уменьшение фазовой проницаемости по нефти при повышении содержания воды и газа в пласте;
- 5) разбухание глинистых частиц;
- 6) конденсация новообразований.

1.2.3 Гидродинамическое несовершенство скважин

Процесс движения флюида в коллекторе происходит одновременно с некоторыми фильтрационными течениями. В ПЗС возникают дополнительные

фильтрационные сопротивления. Для того, чтобы оценить каждую скважину по отдельности или же сравнить их вводят такой параметр, как гидродинамически совершенной скважины и гидродинамически несовершенной скважины (рисунок 8). [11]

$$\delta = \frac{G}{G_c}, \quad (9)$$

где G – дебит несовершенной скважины, $\text{м}^3/\text{с}$;

G_c – дебит совершенной скважины, $\text{м}^3/\text{с}$.

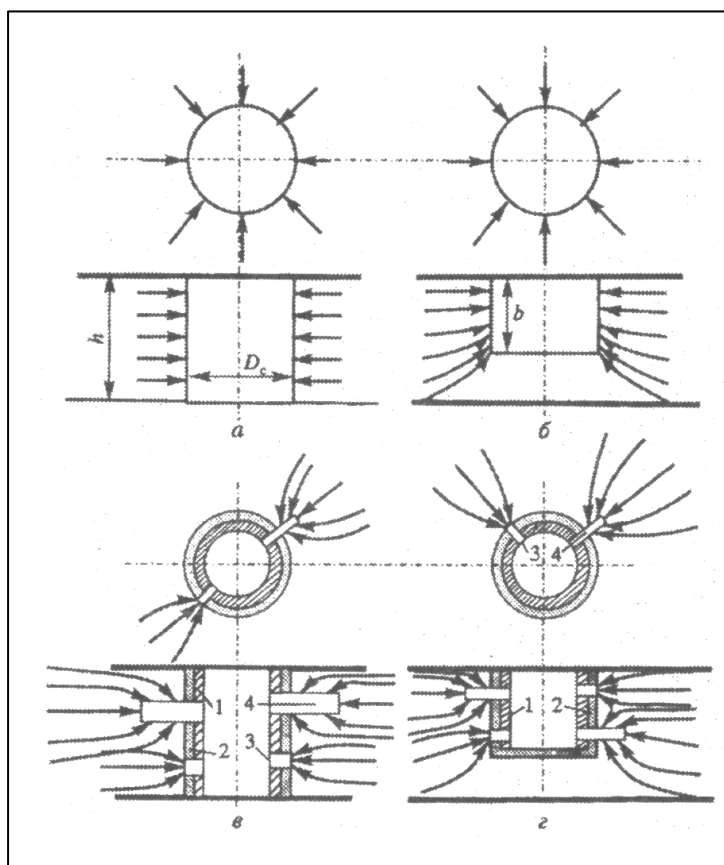


Рисунок 8 – Схемы гидродинамически совершенной (а) и гидродинамически несовершенных скважин: б – по степени вскрытия, в – по характеру вскрытия,

г – по степени и характеру вскрытия: 1 – обсадная колонна, 2 – цементный камень, 3 – перфорационное отверстие, 4 – перфорационный канал

Дебит несовершенной скважины можно представить в виде:

$$G = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\frac{1}{2\pi h} \cdot (\ln \frac{r_k}{r_c} + C)}, \quad (10)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па;

$P_{\text{заб}}$ – давление на забое скважины, Па;

H – мощность пласта, м;

r_k – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

C – коэффициент, учитывающий несовершенство по степени и характеру вскрытия.

А.А. Мордвинов, Н.В. Воронина и Э.И. Каракчиев подробно описали процессы условий притока в гидродинамически несовершенных скважинах, а также провели исследования для гидродинамически совершенных скважин. Замечено, что несмотря на то, что скважины могут быть пробурены в одинаковых геологических условиях, коэффициент продуктивности, который представляет собой отношение дебита (Q) к депрессии (ΔP) (11), может значительно отличаться. Это, в свою очередь, будет связано с разной степенью гидродинамического совершенства скважин. [12]

$$K = \frac{Q}{\Delta P} \quad (11)$$

Гидродинамически совершенной скважиной называют скважину, которая вскрывает пласт во всю толщину без каких-либо элементов крепи, то есть скважина с открытым забоем. В основном все скважины являются гидродинамически несовершенными.

Существуют следующие виды несовершенства:

1) гидродинамически несовершенные скважины по степени вскрытия (рисунок 8 б). Несовершенной по степени вскрытия называется скважина, которая вскрывает пласт не во всю толщину.

2) гидродинамически несовершенные скважины по характеру вскрытия (рисунок 8 в). Скважина, которая проперфорирована и обсажена, вскрывшая пласт на всю толщину, называется гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия.

3) гидродинамически несовершенные по степени и характеру вскрытия (рисунок 8 г). К данному виду относятся скважины, которые обсажены и проперфорированы, а также вскрывают пласт не во всю толщину. [11]

При первичном и вторичном вскрытии происходит изменение состояния пласта, а именно меняется естественная проницаемость. От состояния породы зависит несовершенство скважин по качеству вскрытия.

Когда в пласте-коллекторе появляются различные фильтраты растворов, происходит выпадение солей из попутно-добываемых вод и т.п., фильтрация в ПЗС снижается, поэтому при выборе воздействия на пласт необходимо осуществлять исследование факторов, которые отрицательно влияют на ПЗ. [13, 14]

При количественной оценке загрязнения ПЗП является учет падения давления у стенок скважин в дополнение к перепаду, вызванному радиальным притоком к скважине. В данном случае следует рассмотреть такой параметр, как скин-фактор.

Скин-фактор – это параметр, который вызывает дополнительные фильтрационные течения нефти, газа и воды в околоскважинной зоне пласта, что создает падение давления в сравнении с совершенной скважиной и находится следующим образом:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}, \quad (12)$$

где k_s – проницаемость коллектора, Д;

k – проницаемость измененной зоны, Д;

r_s – радиус измененной зоны, м;

r_w – радиус скважины, м.

К основным причинам возникновения скин-фактора относят: набухание глинистых частиц, разрушение породы при перфорации, проникновение бурового раствора и химическое осаждение. Параметр может быть как положительным, так и отрицательным. В первом случае это будет связано с загрязнением ПЗП, во втором с интенсификацией притока (рисунок 9). [15]

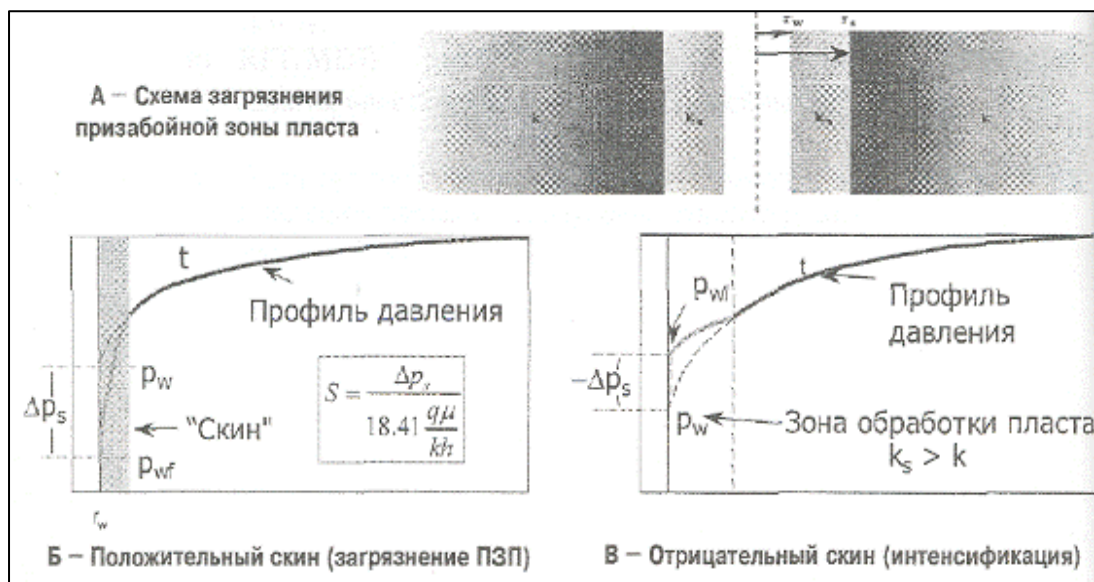


Рисунок 9 – Скин-эффект: А – схема загрязнения призабойной зоны пласта, Б – положительный скин (загрязнение призабойной зоны пласта), В – отрицательный скин (интенсификация), t – время, ΔP_w – забойное давление для модели пласта, ΔP_{wf} – забойное давление в скважине со скин-эффектом, ΔP_s – дополнительный перепад давления, k_s – проницаемость скин-зоны, k – проницаемость зоны пласта, r_w – радиус скважины, r_d – радиус измененной зоны

В случае, когда происходит увеличение проницаемости ПЗП и она становится больше проницаемости пласта, значение скин-фактора принимает отрицательный вид. Это, в свою очередь, означает, что происходит приток флюида к скважине. Достичь отрицательного значения скин-фактора можно путем закачки раствора на нефтяной основе, а также осуществлять перфорацию на депрессии. Если же скин-фактор принимает положительное значение, то необходимо осуществить мероприятия для увеличения проницаемости – соляно-кислотная обработка (СКО) или гидроразрыв пласта (ГРП). [16]

1.2.4 Причины снижения проницаемости в призабойной зоне

Разрешение трудностей интенсификации добычи нефти, а также увеличение нефтеотдачи пластов непосредственно сопряжено с состоянием ПЗС. Установлено то, что в ходе сооружения и эксплуатации скважин в части нефтегазоносного слоя близкой к скважине создается система ПЗС с видоизмененными значениями фильтрационных качеств. В областях, где проницаемость хуже, пропадает существенная доля энергии фильтрующихся

флюидов, а это именно то, что определяет значительное сокращение производительности скважин и снижает КИН. [8]

Исследованию причин ухудшения проницаемости пластов посвящена работа Л.Х. Ибрагимова, И.Т. Мищенко и Д.К. Челоянца «Интенсификация добычи нефти», написанная в 2000 году. Авторы выделяют следующие причины для добывающих скважин: [8]

- попадание технологической жидкости в ходе ремонтных работ;
- разбухание глинистых пород в процессе взаимодействия с водой;
- формирование дисперсных систем;
- приток воды к обводненным скважинам в процессе их остановки;
- попадание различных примесей при промывке или глушении скважин;
- накопление АСПО в процессе изменения термобарических условий.

Причины ухудшения проницаемости для нагнетательных скважин:

- разбухание глинистых пород в процессе взаимодействия с водой и химическими реагентами;
- изменение минерализации воды в процессе закачки;
- закупорка призабойной зоны твердыми частицами при ремонте скважин или при проведении каких-либо других работ.

Изучение заканчивания скважин, а также способов увеличения продуктивности ориентировано, в первую очередь, на установление уровня смещения в худшую сторону проницаемости ПЗС при перфорации или вскрытии пластов. [17]

Технология вскрытия пластов бурением подразумевает формирование репрессии на залежь, а также использование промывочной жидкости на водной базе, в том числе глинистые растворы. Промывочные жидкости попадают в околоскважинную область благодаря репрессии. При циркуляции бурового раствора репрессию находят по следующей формуле:

$$\Delta P = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H - P_{\text{пл}} + P_{\text{сопр}}, \quad (13)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}^2/\text{с}$;

H – глубина залегания кровли пласта, м ;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление на кровле пласта, Па ;

$P_{\text{сопр}}$ – перепад давления в затрубном пространстве, Па .

Глинистый раствор – это система, состоящая из множества компонентов, но по большей части из воды и глины. При попадании глинистого раствора в залежь появляются непростые многофазные многокомпонентные фильтрационные направления. Сдвиг системы от равновесного состояния способен спровоцировать появление динамических перемен физических свойств коллекторов. Начальные свойства фаз и отдельных компонентов при фильтрации значительно изменяются по пространству и во времени. Распад глинистого раствора при его введении в пласт приводит к появлению различных зон с отличающимися физическими свойствами в околоскважинном пространстве. [18]

Подтверждение технологий декольматации пластов основывается на истинных закономерностях создания, а также распада области кольматации. Область кольматации – это часть ПЗС, в которой поры коллектора насыщены твердыми частицами. С целью увеличения продуктивности скважин следует вычистить поры от загрязняющих частиц. В области кольматации нефтеносных пластов содержатся частицы пористой среды и частицы, которые закупоривают среду. По этой причине для декольматации необходимо уничтожить частицы, извлечь заключенные частицы из пор-ловушек и убрать частицы из пористой среды. [8]

1.3 Методы воздействия на призабойную зону пласта

1.3.1 Методы воздействия на призабойную зону пласта

Суть многих способов влияния на ПЗП схожа как для нефтяных, так и для газовых коллекторов. Отличия проявляются в определенных элементах технологического процесса влияния, вытекающих из особенностей свойств пласта. В базе всех способов влияния на ПЗ лежит правило искусственного повышения проводимости пород, реализуемое химическими, механическими

или тепловыми методами. И.Т. Мищенко разделяет способы повышения нефтеотдачи на группы, которые представлены в таблице 1 (приложение А). [18]

Современные литературные источники дают комплексный подход при подборе методов по обработке скважин, о чем свидетельствуют различные учебные пособия, рекомендации, лабораторные исследования, методические указания. Методики подразумевают интенсификацию выработки неэффективных зон, в которых есть остаточные запасы углеводородов, а также устанавливают основы извлечения наибольшего положительного результата при применении различных МУН.

Х.Х. Гумерский дает главные понятия комплексной методики:

- 1) подбор технологических процессов обработки призабойной зоны, отталкиваясь от геолого-физических свойств пласта;
- 2) цикличность обрабатывания;
- 3) многочисленность обрабатывания;
- 4) смена направлений фильтрационных потоков;
- 5) одновременное обрабатывание ПЗ в добывающих и нагнетательных скважинах;

Выполнение вышеперечисленных пунктов даст возможность повысить нефтеотдачу и эффективность скважин, уменьшить добычу попутной воды. [20]

Выделяют следующие методы воздействия на ПЗ:

- 1) физико-химические обработки;
- 2) обработка гидрофобизирующим составом;
- 3) гидроразрыв пласта (ГРП);
- 4) вибрационное воздействие;
- 5) обработка депрессиями-репрессиями.

К самым применяемым физико-химическим способам относят кислотные обработки скважин. С помощью обработок кислотами очищают фильтры, ПЗП, НКТ от коррозии и различных отложений. Под влиянием солянокислотной обработки (СКО) в ПЗ с терригенными коллекторами возникают каверны и

каналы растворения из-за чего возрастает пропускаемость пород, а, значит, увеличивается КИН. [21]

Новейшая методика обрабатывания ПЗС в заглинизированных коллекторах была предложена Ю.Л. Вердеревским. Сущность ее состоит в том, что поочередно в пласт закачивают кислоты и щелочи. Подобная методика гарантирует:

- 1) растворение и измельчение глинистых элементов;
- 2) дегидратация глинистых элементов и неполное растворение АСПО;
- 3) вынесение измельченных глинистых элементов и механических примесей из ПЗ.

С помощью лабораторных исследований была предложена следующая очередность обрабатывания: в нагнетательных скважинах – сначала кислотный химический реагент, а затем щелочной, в добывающих скважинах последовательность обратная. Данная методика нашла применение на Ромашкинском месторождении Западно-Ленинградской площади и были получены следующие изменения дебитов нефти по ряду скважин: с 2,5 до 4,1; с 1,4 до 4,3; с 1,6 до 2,9; с 1,2 до 3,8; с 4,0 до 8,2; с 1,8 до 5,6 т/сут. Обводненность уменьшилась только на одной скважине на 23%, на остальных осталась прежней. Приемистость в нагнетательных скважинах увеличилась с 220 м³/сут при давлении 16 МПа до 320 м³/сут при давлении 12 МПа. [22]

Также автор представил новейшие и очень эффективные составы с целью разглинизации ПЗС. Установлено, что при выборе состава возможно сократить взаимосвязь частиц в глине. Реагент-разглинизатор состоит из функционально-назначенного компонента (ФНК), с помощью которого можно либо уменьшить набухание частиц, либо увеличить скорость заглинизации.

Положительные результаты обработок ПЗС были получены при использовании многофункциональных реагентов. Л.Ф. Давлетшина, Л.А. Магадова, М.А. Силин подробно рассмотрели многостадийную методику обрабатывания ПЗС в нагнетательных скважинах, базирующуюся на

использовании ПАВ-кислотного состава с применением колтюбинговой конструкции. Методика содержит ряд поочередных обработок:

- 1) промыв забоя и НКТ многофункциональным ПАВ (нефтенала К);
- 2) солянокислотная ванна с нефтенолом с целью очищения ПЗС с дальнейшим исключением полученных элементов взаимодействия на поверхность;
- 3) закачка в ПЗС раствора суходокислоты СК-ТК 4 с нефтенолом К с целью очищения коллектора от загрязняющих веществ.

Результаты согласно ряду скважин, являются следующими: до обработки 5 м³/сут при давлении 145 атм, после – 110 м³/сут при 120 атм; до – 12 м³/сут (120 атм), после – 110 м³/сут (120 атм); до – 80 м³/сут (60 атм), после – 160 м³/сут (40 атм); до – 0 м³/сут (180 атм), после – 100 м³/сут (180 атм). [23]

Осложнения фильтрационных свойств ПЗ при глушении скважин подробно рассмотрел М.М. Мусабиров. Главной причиной ухудшения является применение минеральных пластовых вод, водных растворов солей или глинистых растворов, поэтому рекомендуется методика глушения скважин, которая будет глушить и одновременно с этим удалять загрязняющие частицы в ПЗС. Состоит она в том, что в нижние участки скважины происходит закачка гидрофобной эмульсии, включающая вплоть до 70% углеводородного раствора, в то время как верхние участки наполняются скважинной жидкостью.

Данная методика дает возможность [24]:

- 1) повысить дебит жидкости до 25-30%;
- 2) уменьшить использование ресурсов, различных материалов, расходы за счет объединенного процесса глушения и очищения ПЗ, а также подземного оборудования от АСПО;
- 3) устранять расходы по интенсификации притока и освоению.

Задача обработок гидрофобизирующим составом состоит в гидрофобизации ПЗП с целью уменьшения обводненности скважин. Существуют такие мнения, что гидрофобизация плохо создает гидрофобные

свойства на поверхности пород пласта, что, в свою очередь, отрицательно влияет на фильтрацию флюида. [25]

Перемены смачиваемости плоскости породы в ПЗП создают перемены характера течения флюида в данной зоне. В первую очередь, это создает перемены в направлении воздействия капиллярных сил. На плоскости гидрофобизированной породы угол θ по уравнению Лапласа превосходит значения 1000 для воды, тогда как капиллярное давление направлено вопреки ее перемещению, и фазовая проницаемость для воды уменьшается, а для фазы с углеводородами – возрастает.

Перемены характера смачиваемости пород и ориентированности воздействия капиллярных сил влечет за собой то, что капиллярные силы мешают движению воды и, напротив, содействуют движению нефти. Значение капиллярного давления для реальных коллекторов не превосходит 0,05 атмосфер. Гидродинамическая разность давления в нефтеносном слое и в ПЗС значительно превосходит данное значение и как результат – существенное воздействие на приток воды к скважине, в то время как «гидрофобный барьер» свои способности не проявляет. Смачиваемость определяется краевым углом и находится следующим образом:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{\text{тг}} - \sigma_{\text{жт}}}{\sigma_{\text{жг}}}, \quad (14)$$

где $\sigma_{\text{тг}}$ – поверхностное натяжение твердого тела на границе с воздухом (газом), Н/м;

$\sigma_{\text{жт}}$ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз «жидкость-твердое тело», Н/м;

$\sigma_{\text{жг}}$ – поверхностное натяжение на границе жидкости и твердого тела, Н/м;

$\theta < 90^\circ$ – происходит смачивание, порода является гидрофильной;

$\theta > 90^\circ$ – несмачивание, порода гидрофобна.

Совместно с этим данный результат способен значительно влиять на вертикальное продвижение ВНК в ПЗ, когда как наибольшим воздействием

обладают процессы пропитки, а не дренирования, а также в слабопроницаемых коллекторах.

Кроме воздействия на направление капиллярных сил, перемена смачиваемости поверхности пород с гидрофильной на лиофобную меняет разделение фаз в поровом пространстве. Нефть в роли смачивающей среды находится на поверхности коллектора и наполняет мелкие поры и пережимы поровых каналов. Вода выступает в роли несмачивающей фазы и захватывает расширения порового пространства, и движется по поровым каналам. Результатом этого оказывается осложнение условий фильтрации флюида, потому что поры, которые имеют наибольший размер, наполнены водой, формирующей фильтрационное сопротивление перемещения нефти. Из этого следует, что при одинаковых значениях водонасыщенности коллектора относительная фазовая проницаемость для воды имеет большие значения, чем для нефти. Но при этом недостаточно предусматриваются отличия среди физико-химических явлений в глубине нефтегазоносного слоя при вытеснении нефти водой и действия, совершающиеся в процессе обрабатывания ПЗП водоотталкивающими композициями. [25]

При вытеснении нефти водой во всем пространстве коллектора наиболее преимуществен лиофильный характер поверхности породы, способствующий равномерному вытеснению флюида. Совершенно по-другому совершается процесс движения флюидов через ПЗС и использование водоотталкивающих композиций с целью ее обрабатывания крайне целесообразно.

В ходе закачки гидрофобизирующих композиций совершается распад оболочки рыхлосвязанной воды, отодвигание воды из ПЗ и ее высушивание. Гидрофобизирующий реагент фиксируется на поверхности коллектора, мешая ее вторичной гидратации. Водонасыщенность гидрофобизированных зон пласта стремительно уменьшается, что повышает проницаемость для нефти и уменьшает ее для воды. Водонасыщенность ПЗП до и после обрабатывания гидрофобизирующими реагентами стремительно различается, по этой причине

одинаковые значения водонасыщенности в данных условиях сопоставлять абсолютно неправильно.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что способ гидрофобизации считается способом именно интенсификации притока, нежели способом ограничения водопритока. Это хорошо взаимодействует с множественными результатами обработок скважин исключительно гидрофобизирующими веществами, присутствие которых способствует повышению дебита по нефти при незначительном уменьшении дебита воды. Неотъемлемым обстоятельством положительного эффекта используемой методики считается одновременное увеличение фильтрационных сопротивлений в промежуточном слое между пластами горных пород, промытых водой. В ином случае возможно ждать увеличение обводнения добывающей скважины.

Гидрофобизации ПЗП посвящена работа А.В. Старковского. Автор установил, что гидрофильные породы притягивают к себе воду, вытесняя нефть в глубину пласта, формируя вспомогательные сопротивления в ПЗ и снижая поровое сечение. Методика гидрофобизации ориентирована на перемены характеристик смачиваемости порового пространства, что увеличивает нефтенасыщенность в ПЗ, уменьшая фильтрационные сопротивления.

Аспекты выбора скважин для гидрофобизации следующие:

- 1) внезапное уменьшение дебита по нефти при малом накопленном отборе;
- 2) увеличение обводненности при постоянном давлении в пласте;
- 3) значение обводненности скважины составляет больше 30%;
- 4) присутствие резерва пластовой энергии;
- 5) неоднородность пласта по проницаемости и неравномерная выработка запасов.

На основе вышеперечисленных критериев были отобраны 11 скважин. Получены следующие данные: приток нефти вырос на 10 т/сут (максимум – 41

т/сут), обводненность в среднем уменьшилась на 15-20%, длительность результата достигла 2 месяцев. [25]

Более результативным гидрогеодинамическим способом влияния на пласт считается гидроразрыв. Практическая деятельность демонстрирует то, что ГРП считается одним из результативных способов увеличения нефтеотдачи как при обрабатывании ПЗС, так и при более углубленном влиянии на нефтеносный пласт. ГРП дает возможность увеличить и углубить природные и сформировать трещины искусственного происхождения в ПЗ с помощью формирования высоких давлений на забоях скважин закачкой в слой специализированных жидкостей. С целью избегания срастания возникающих трещин их наполняют песком совместно с жидкостью-песконосителем.

При реализации глубокопроникающего гидроразрыва пласта влиянию подвергается ПЗП и удаленная её часть. Результат происходит из-за внезапного уменьшения фильтрационных сопротивлений, подсоединение к скважинам недействующих участков, смена направлений фильтрационных потоков. [8]

Глубокопроникающий ГРП считается самым актуальным способом, который способствует повышению эффективности скважин, эксплуатирующих плохо проницаемые пласты. В настоящее время ГРП оценивают как многообещающий метод по увеличению притока к скважине, устанавливающий и единую концепцию исследования месторождений.

Направление трещин находится в зависимости от напряженного состояния коллектора и сложно поддается управлению, сетку скважин необходимо координировать с предположительным направлением трещин. Немаловажно принимать во внимание досрочный прорыв воды по трещинам в добывающие скважины с целью уклонения от обводнения. [8]

Виброобработка – процесс влияния на ПЗП со специализированными забойными приборами, формирующими раскачивание давления разной частоты и амплитуды с использованием погружного вибратора-генератора. Истечение жидкости из данного вибратора-генератора совершается под определенным углом к касательной, из-за чего формируется реактивный момент, влекущий

движение цилиндра. Когда происходит совпадение прорезей, флюид выступает с НКТ, в противном случае – происходит остановка. В ходе прокачки рабочей жидкости через генератор он производит цикл гидроударов, действующих на обрабатываемый пласт. Начинают создаваться крупные перепады давлений, меняющие поверхностные, капиллярные и другие различные свойства жидкостей, коллекторов и инициирующие в них разрывы с появлением трещин. Вследствие виброобработки ПЗС увеличивается эффективность нефтяных и приемистость нагнетательных скважин. [8]

Вибровоздействие более рационально осуществлять в скважинах:

- 1) с осложненными коллекторскими свойствами ПЗ вследствие вторжения в продуктивный слой бурового и цементного растворов, твердых частиц, механических примесей, воды и т. д. в ходе разработки или ремонтных процессов;
- 2) с невысокой проницаемостью пород и со значительным пластовым давлением;
- 3) эксплуатирующие пласты, сформированные низкопроницаемыми породами, включающими глинистые перемычки;
- 4) с проницаемостью ПЗ ниже проницаемости слоя или наиболее удаленных от скважин зон.

Эффективные результаты виброобработки достигнуты в скважинах, в которых дебит подвергается внезапному уменьшению, никак не сопряженному со снижением пластового давления и их обводнением сторонними водами. В подобных вариантах вследствие виброобработки получается возобновить начальный дебит. [8]

Обработка ПЗС депрессиями-репрессиями состоит в формировании неоднократных моментальных депрессий-репрессий влияний с поддержкой высоконапорных струйчатых агрегатов разных конструкций в комбинации с располагаемым ниже пакером, которые обеспечивают установленное уменьшение давления на коллектор на протяжении конкретного периода. Система возобновления или повышения фильтрационных свойств пород в ПЗ

закljučается в следующем: с поддержкой моментально образованной высокой депрессии на слой, которая остается стабильной в течение установленного периода влияния, гарантируется значительный темп перемещения жидкости из ПЗ в скважину. В промежутке влияния значительно ускоряется очищение ПЗ потоком воды с выносом механических примесей. Остановка циркулирования рабочей жидкости через струйчатый агрегат в стволе скважины восстанавливается гидростатическое давление, поступающее на коллектор. Когда как репрессия на пласт удерживается на протяжении предполагаемого периода. В итоге флюид перемещается из ствола в пласт, а различные частицы и механические примеси, которые забивают поры, ощущают обратные направленные нагрузки. Необходимо контролировать и регулировать особенно большие значения депрессий при изучении низкопроницаемых коллекторов. [8]

С.Б. Бекетов описал методику интенсификации притока с помощью репрессивно-депрессивного влияния на ПЗП при капитальном ремонте скважин. Волновое влияние на ПЗ производится с применением двухфазной пены в обстоятельствах аномально низких пластовых давлений. Данный метод учитывает формирование неоднократных знакопеременных импульсов в области обрабатывания нефтегазоносного слоя, что способен реализоваться в комбинации с различными ремонтными работами на скважине. Способ влияния на ПЗП предоставляет неплохой результат в обстоятельствах высокопрочных пород. При обрабатывании ПЗС совершается очищение пор и трещин, а также формирование новых трещин.

Главные технологические определения заключаются в:

1) в начале вычищается ПЗС с помощью нагнетания в НКТ пены на забой с дальнейшим поднятием ее по затрубному пространству в совокупности с твердыми частичками на поверхность;

2) закачка пены в продуктивный слой с дальнейшим формированием депрессии на ПЗ в результате открытия дроссельной задвижки на устье.

Наиболее благоприятное количество репрессивно-депрессивного влияния рекомендовано 5–7 раз. [29]

Существует и другая методика влияния на продуктивный пласт – импульсное влияние, которое описал М.Х. Аминев. Технология проводится с использованием компоновки подземного оборудования, в которой оборудование спускают вместе с пакером. Хвостовик снабжается клапанами над и под промежутками перфорации с целью перепуска флюида. Клапаны из-за изменения давлений поочередно раскрываются и закрываются, формируя импульсное влияние на слой. Это влияние дает возможность открыть закольматированные и выключенные капиллярные каналы и включить их в работу. На забое жидкость и газ разделяются: газ поступает наверх, вода идет вниз, не взаимодействуя с проперфорированными промежутками. По мере накопления уже после раскрытия клапанов газ и вода удаляются. Нефть пребывает в интервале перфорации, но вследствие импульсного влияния движение флюида в ПЗ улучшается. [30]

1.3.2 Причины низкой успешности методов воздействия

Установление предпосылок к невысокой успешности способов влияния на ПЗП рассмотрено в пособии «Интенсификация добычи нефти» Л.Х. Ибрагимовой, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. К ним относят: существенное потребление дорогих и дефицитных химических реагентов, в незначительной степени изучены абстрактные принципы проектирования процессов, мало аргументированный подбор скважин с целью реализации разных способов влияния и их последовательность, неполный учет свойств и структуры ПЗ определенной скважины и распределение нефтенасыщенности, отсутствие сведений о путях обводнения скважины. Редко предусматриваются перемены, совершающиеся в продуктивном слое и ПЗС в ходе исследования коллектора. Зачастую предпочитают способ обрабатывания ПЗ отталкиваясь от имеющихся в наличии средств и материалов, освоенности технологии в данном регионе/области. Значимый минус абсолютно всех способов влияния на ПЗП – недостаток контроля и регулирования при разработке месторождений. [8]

Проанализировав статью М.М. Салихова, Р.Б. Рафикова, И.Г. Газизова, Р.М. Шайхутдинова «Технологии восстановления продуктивности добывающих

скважин» можно сделать вывод о том, что максимальный результат при обработке ПЗП с целью повышения нефтеотдачи достигается с помощью физических технологий, в меньшей степени к положительному результату приводят физико-химические способы воздействия, и низкую успешность имеют химические методы. Максимальные результаты были достигнуты при использовании способов: химический реагент многофункционального воздействия повысил нефтеотдачу по 5 скважинам в 1,5 раза; акустико-химическое влияние (АХВ) – в 1,2 раза; кумулятивная перфорация (ПК) с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ) – в 1,5 раза по 13 скважинам; очищение ПЗ и дострел – в 4,5 раза по одной скважине; обработка ПЗ и депрессионная перфорация (ДП) – в 1,3 раза по 50 скважинам. Эффективные результаты также были достигнуты по методам: вахсид – в 1,3 раза по 3 скважинам; обработка ПЗ с помощью ПАВ – в 1,6 раза по одной скважине; обработка ПЗ и перестрел – в 1,6 раза по 3 скважинам; кумулятивная перфорация и дистиллат – в 2,1 раза по одной скважине; соляно-кислотная обработка (СКО) пульсатором – в 2,1 раза по одной скважине. [26]

Исследования зависимости первоначального состояния ПЗП от последующих обработок провел С.Г. Сафин. Результативность от обработки ПЗ по фонду скважин достигает 60 %. По полученным данным можно сделать вывод, что повышение перфорированной толщи, пористости, проницаемости, а также снижение глинистости и карбонатности повышает результативность обрабатывания, а максимальные дебиты уменьшают результативность. В гидрофильных породах результат даже после обрабатывания не был достигнут, так как возникли трудности с выведением воды из залежи. На результат обрабатывания оказывают большое влияние глинисто-песчаные пробки и различные вещества, которые закупоривают пласт. Без очистки при обрабатывании ПЗ от данных загрязняющих частиц неминуемо приведет к снижению проницаемости. [27]

Способность породы растворяться в ПЗ в реальной скважине значительно меньше, чем породы при изучении в лаборатории, так как в ПЗС находится

огромное число таких элементов, как Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO^{2-} . По мало результативным обработкам ПЗ обнаружено: перед обрабатыванием не велась на должном уровне промывка ствола скважины и забоя, так как по большей части ПЗ была загрязнена промышленными материалами. С целью повышения рентабельности обработки ПЗ предлагают при промывке скважин использовать технологические жидкости, которые способны повысить промывочные качества. [27]

Благодаря статье С.А. Жданова «Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти: взаимосвязь и различие» можно сделать выводы о том, что наиболее результативными методами воздействия на ПЗП являются: ГРП, зарезка бокового ствола, депрессионно-репрессионное влияние, соляно-кислотная обработка и депрессионная перфорация. Более надежным методом объяснения применимости физико-химических способов повышения нефтеотдачи считаются вычисления на гидродинамических модификациях. Разграничение объектов разработки по схожим свойствам и структуре дает возможность с большей успешностью расширить итоги экспериментально-промысловых исследований на однотипные объекты. [28]

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

2.1 Сравнительная характеристика фильтрационно-емкостных свойств терригенных и карбонатных коллекторов

Среди коллекторов выделяют поровые, трещинные, кавернозные, биопустотные и смешанные. Огромные ресурсы нефти и газа добывают из терригенных и карбонатных коллекторов.

Гигантская доля терригенных пород – порового вида, характеризующегося межзерновыми пустотами. Кроме порового типа выделяют смешанные терригенные породы. Передвижение флюида по порам находится в зависимости от минерального состава, числа и характера рассредотачивания снижающей проницаемость породы глинистой примеси. [3]

Наиболее распространенная классификация терригенных коллекторов основана на гранулометрическом составе, эффективной пористости и проницаемости.

На основе вышеперечисленных параметров происходит деление коллекторов по проницаемости на следующие классы:

- больше 1000 мД;
- от 500 до 1000 мД;
- от 10 до 100 мД;
- от 1 до 10 мД;
- менее 1 мД.

Из коллекторов с проницаемостью менее 1 мД невозможно извлечь углеводороды, так как в них находятся от 90 % воды.

Кварцевые пески обладают наилучшей пропускаемостью, так как сорбция кварца минимальна.

Среди пород, которые обладают минимальной пропускаемостью, считаются полимиктовые песчаники, так как они обладают высокой сорбцией.

Карбонатные коллекторы разделяют на:

- гранулярные;
- трещинные;
- кавернозные;
- биопустотные.

Среди всех видов коллекторов отличительными чертами карбонатных являются: раннее превращение осадков в твердые породы, способность растворять компоненты, которые необходимо извлекать, и получение трещин. Все перечисленные причины объясняют различное происхождение пород и геоморфологию пустот. [7]

Формирование и становление пор, трещин и каверн зависит от исходных условий оседания частиц, направления и интенсивности постседиментационных преобразований.

Для карбонатных пород свойственны невыдержанность и огромное разнообразие, что находится в зависимости от геологических условий, в которых совершается формирование. Сравнивая терригенные и карбонатные коллекторы, можно сказать, что при образовании карбонатных пород геологические условия оказывают влияние больше, чем при образовании терригенных коллекторов.

Также карбонатные и терригенные коллекторы различаются и по минеральному составу. Карбонаты хоть и обладают сравнительно небольшим минеральным составом, но в то же время насчитывают огромное количество структурно-текстурных видов. Данные факторы обусловлены степенью уплотнения.

Коэффициент трещиноватости пород, который можно найти по формуле (15), для всех видов коллекторов находится в диапазоне от 0,1 до 1%, в то время как в карбонатных породах от 1,5 до 2,5%.

$$m_T = \frac{V_T}{V}, \quad (15)$$

где V_T – объем трещин, m^3 ;

V – весь объем трещинной среды, m^3 .

Большая часть ресурсов нефти и газа залегает в поровых и кавернозно-поровых видах. Среди всех рифовые известняки являются наиболее

«благоприятными» по отношению к запасам углеводородов, так как из них могут извлекать десятки тонн нефти в сутки.

Важным параметром также являются фильтрационно-емкостные свойства, так как они не только создают тот самый объем, место, где располагаются углеводороды, но и создают условия для фильтрации флюида, что очень важно для извлечения нефти на поверхность. [7]

По типу емкости выделяют поровые, трещинные, трещинно-поровые и порово-трещинные коллекторы.

Максимальный резервуар и ресурсы флюидов прослеживаются в поровых залежах. Проницаемость и, соответственно, дебит наибольшее значение имеют в залежах трещинного вида.

В некоторых случаях трещины возникают под воздействием флюидонакопления, а именно прибывающие в залежь нефть, газ и вода сами создают для себя резервуар. В подобных вариантах проницаемость и дебит максимальны. Именно пористость и трещиноватость соотносят с размерами резервуара.

За передвижение нефти, газа и воды отвечает такой параметр, как проницаемость. Проницаемость осуществляется за счёт разницы давлений. Существуют несколько видов фильтрации в зависимости от количества передвигающегося флюида, то есть однофазная, двухфазная или трехфазная. [3]

Для оценки фильтрации в разных типах залежей были внедрены следующие определения:

1. Абсолютная проницаемость – флюид должен быть инертным по отношению к залежи и насыщение породы происходит одной фазой. Данный параметр вычисляется из закона Дарси:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{(P_1 - P_2) \cdot F}, \quad (16)$$

где Q – объемный расход флюида, $\text{м}^3/\text{с}$;

μ – динамическая вязкость флюида, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

P_1 – давление на входе, Па ;

P_2 – давление на выходе, Па;

F – площадь фильтрации, м²;

L – длина изучаемого образца, м.

2. Фазовая проницаемость – передвижение флюида при наличии других фаз или другой фазы.

3. Относительная проницаемость – есть отношение фазовой к абсолютной.

$$k_{\text{отн}} = \frac{k_{\text{фаз}}}{k_{\text{абс}}} \quad (17)$$

На рисунке 10 представлены графики, на которых изображены зависимости водонасыщенности от относительной проницаемости в терригенных и карбонатных коллекторах.

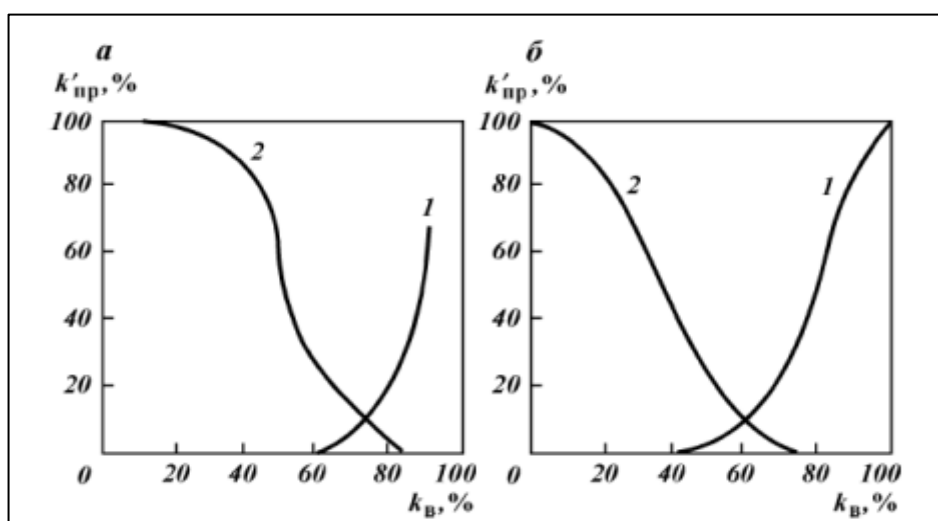


Рисунок 10 – Зависимость проницаемости $k'_{\text{пр}}$ для жидкости (1) и газа (2) от обводненности $k_{\text{в}}$ в терригенном (а) и карбонатном коллекторах (б)

По графикам видно, что с увеличением обводненности пластов фазовая проницаемость нефти и газа уменьшается. Для терригенных и карбонатных коллекторов проницаемость уменьшается по-разному, поэтому необходимо исследовать каждый тип залежи независимо друг от друга. Исследования подобных графиков дает возможность сделать значимые заключения о закономерностях фильтрации флюидов к скважинам.

При разведке и разработке месторождений проницаемость могут устанавливать с помощью гидродинамических исследований. Достоверные

методы установления проницаемости по сведениям различных изучений на сегодняшний день отсутствуют.

Терригенные коллекторы принадлежат к коллекторам порового вида, в то время как карбонатные обладают пустотностью в виде микрокаверн, каверн, а также трещин. Данный факт объясняет абсолютно различные требования к фильтрации флюида в коллекторах терригенного и карбонатного типов, что требует, соответственно, разную концепцию разработки данных коллекторов. В таблице 2 приведены главные предпосылки данных отличий. [3]

Таблица 2 – Причины применения различных геолого-технических мероприятий для терригенных и карбонатных коллекторов

Причина	Терригенный коллектор	Карбонатный коллектор
Условия разработки	Пласты с мощностью от нескольких до десятков метров, создавая пластовые сводовые залежи	Пласты с мощностью до сотен метров, слагая массивные и пластово– массивные залежи, что предполагает использование различных систем разработки
Структура порового пространства	Диаметр каналов и пор схожи по своим значениям	Диаметр каналов на два порядка меньше диаметра каверн – это говорит о том, что при одинаковых значениях пористости данный тип коллектора обладает наименьшей проницаемостью, что влияет на подбор режимов работы скважин и типов заводнения
Неоднородность коллекторов	Пласты являются выдержанными и содержат в себе большое запасов углеводородов	Пласты характеризуются различными значениями проницаемости и меняющимся видом пустотности, что осложняет вытеснение и дальнейшую фильтрацию флюида
Разобщенность пластов	Пласты разъединены на пропластки по толщине и простирацию	Пласты подвергаются трещиноватости с различной степенью раскрытости, что ведет за собой различные значения проницаемости, как правило, эти значения низкие

Продолжение таблицы 2

Удельная площадь поверхности пород – параметр, который показывает нефте-, газо-, водонасыщенность коллекторов и находится как сумма площадей пустот, содержащихся в одном объеме образца	Высокая удельная поверхность	Удельная поверхность имеет низкие значения
Сложность вскрытия пластов	При вскрытии пластов проницаемость ухудшается по сравнению с естественной. При осуществлении работ по очистке ПЗ естественную проницаемость пласта практически невозможно восстановить, коллектор считается непродуктивным	Естественная проницаемость при вскрытии также уменьшается, но использование солянокислотных обработок помогает восстановить естественную проницаемость и даже повысить ее в радиусе нескольких метров от ствола скважины, так как кислота способная растворять карбонаты и проникать в глубину по трещинам.

2.2 Технология селективной изоляции водопритоков в добывающих скважинах

При закачке любого состава в ПЗС происходит его проникновение в продуктивный пласт с изменением фильтрационного сопротивления. Для производства ремонтно-изоляционных работ (РИР) наиболее предпочтительными являются составы, обладающие селективным действием, снижающие проводимость коллектора в водонасыщенных пропластках и практически не изменяющие фильтрационные характеристики нефтенасыщенных пластов. Кроме того, желательно применять составы, обладающие хорошей адгезией к металлу и горной породе, особенно при ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн. Основными критериями подбора скважин-кандидатов для этой технологии выступают обводненность более 95%, суточный дебит жидкости не менее 40 м³/сут и наличие не менее 10 тыс. т запасов нефти (рисунок 11). [31,32]

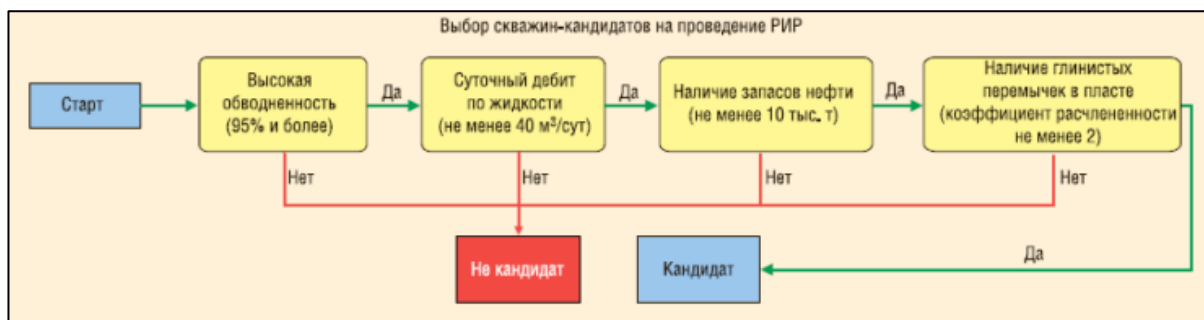


Рисунок 11 – Отбор скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ

К составам с вышеперечисленными свойствами относятся композиции на основе полиуретанов. Основными компонентами для приготовления таких композиций являются полиэфиры и изоцианаты. При смешении их с водой происходит реакция с выделением углекислого газа с последующим образованием разветвленного пространственно сшитого эластичного полимера. Вследствие этого при атмосферном давлении объем состава увеличивается в 3–15 раз. С ростом давления увеличение объема происходит менее заметно. Тем не менее, даже при давлении 25–30 МПа реакция полимеризации происходит достаточно успешно. При отсутствии воды реакция не происходит и полимер не образуется. Однако сшитый полимер обладает хорошей адгезией к металлу и горной породе, не растрескивается при повторной кумулятивной перфорации (перестреле, достреле), инертен к пластовой воде, кислотам и щелочам. [31]

В состав полиуретановой композиции типа «Анкор» входят:

- компонент А – «Поропласт-плюс А-3017»;
- компонент Б – добавка для регулирования начала и окончания полимеризации, вязкости состава, степени адгезии к металлу обсадных труб и горной породе.

Компонент А – горючая жидкость, не взрывоопасна, с температурой вспышки 180–200°C и температурой воспламенения 220°C.

Компонент Б и его концентрация подбираются в зависимости от геолого-технических условий каждой конкретной скважины.

Компоненты А и Б по токсичности относятся 4-му классу по ГОСТ 12.1.007–76.

В качестве передней (нижней) буферной жидкости используется растворитель (ацетон) для предотвращения контакта полиуретановой композиции с водой и удаления нефтяной пленки с металла и горной породы.

В качестве задней (верхней) буферной жидкости может использоваться нефть или для повышения эффективности удаления пленки с наземного (насосного) оборудования и подземного (лифта) нефтепромыслового оборудования – метиленхлорид. [32]

Для проведения технологической операции необходимы: бригада КРС с подъемником, комплект насосно-компрессорных труб (НКТ), два насосных агрегата ЦА–320 (один из них запасной); автоцистерна для воды; машина с гидроподъемником. Схема технологии представлена на рисунке 12.

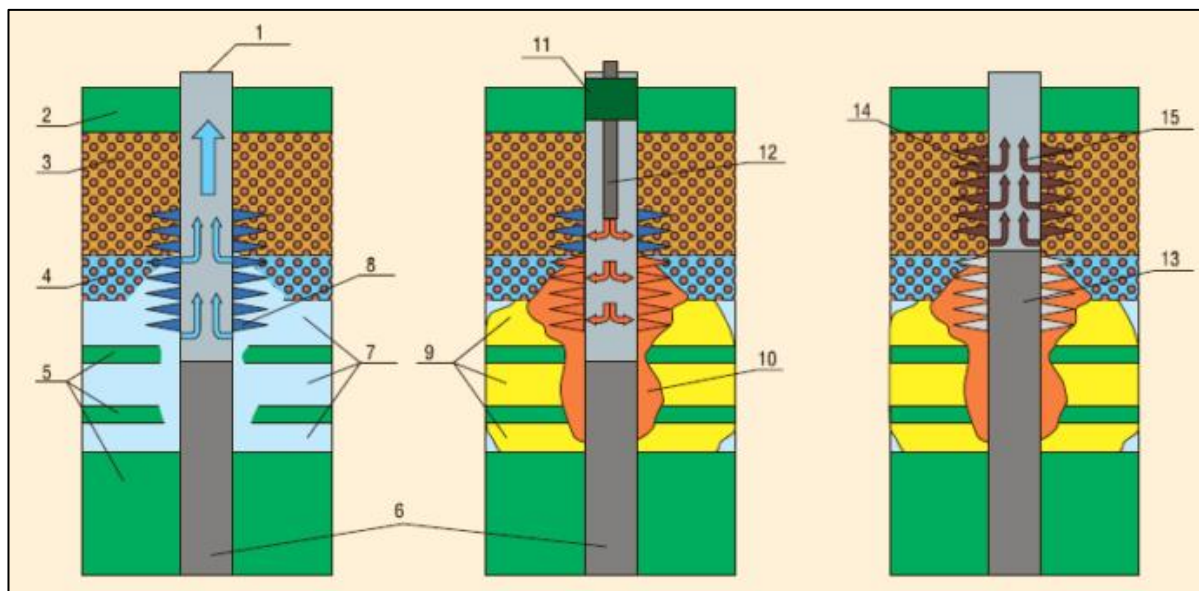


Рисунок 12 – Схема селективной изоляции водопритока:

1 – эксплуатационная колонна, 2, 5 – плотный прослой, 3 – нефть, 4 – нефть с водой, 6, 13 – цементный мост, 7 – вода, 8, 14 – технологические отверстия, 9 – основной водоизолирующий состав, 10 – докрепляющий состав, 11 – пакер, 12 – насосно-компрессорные трубы, 15 – приток нефти

Время закачки композиции с подготовительными работами составляет около 3–4 часов.

Изоляционные работы производят методом тампонирования под давлением (рисунок 13).

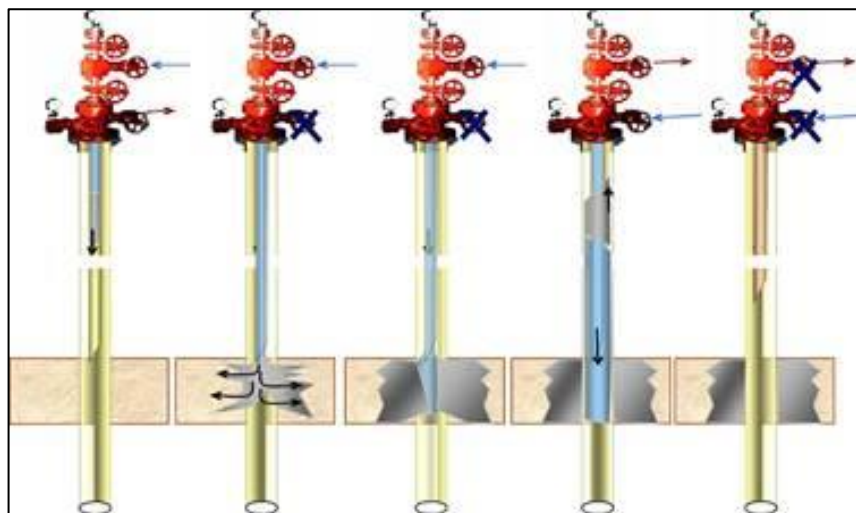


Рисунок 13 – Тампонирование под давлением через насосно-компрессорные трубы

Последовательность операций следующая. Производят глушение скважины. Оборудуют устье скважины с учетом возможности осуществления прямой и обратной циркуляции, а также расхаживания труб. Далее проводят комплекс геофизических и гидродинамических исследований. При этом определяют приемистость водопроводящих каналов в заколонном пространстве и направление движения жидкости, а также степень отдачи пластов поглощенной жидкости. Происходит сбор и анализ информации о скважине и флюидах. Проводят контрольные лабораторные исследования композиции. Уточняют ее рецептуру с учетом превышения времени начала полимеризации над расчетной продолжительностью технологического процесса закачки и продавки. [31]

При ликвидации водопритока по негерметичному цементному кольцу, расположенному над продуктивным пластом, проводят следующие работы.

Перекрывают интервал перфорации песчаной пробкой или взрыв пакером на 1 м ниже его верхних отверстий. Замеряют глубину установки искусственной пробки и определяют приемистость изолируемого объекта (рисунок 14). Башмак НКТ размещают в стволе скважины в зависимости от приемистости объекта. При приемистости $35 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ и более, башмак НКТ устанавливают на 20 м выше верхних отверстий фильтра. А при меньшей приемистости его устанавливают непосредственно в зону перфорации. Далее производят обвязку НКТ с агрегатом

ЦА–320. Удаляют из последнего остатки технологических жидкостей и промывают насос ацетоном.

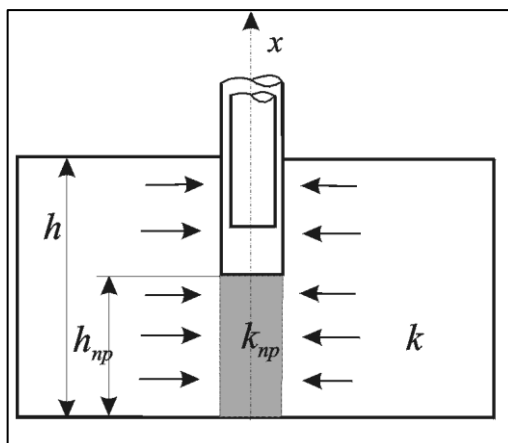


Рисунок 14 – Схема скважины с песчаной пробкой на забое: h , $h_{пр}$ – толщина пласта и высота пробки, k и $k_{пр}$ – проницаемости пласта и пробки

В мернике ЦА–320 готовят технологическую композицию «АНКОР» из компонента А (200-400 кг) и компонента Б (5-25% об.). Компоненты перемешивают циркуляцией по замкнутому циклу в течение 15–20 мин. Затем при открытой задвижке в межтрубном пространстве с помощью агрегата ЦА–320 последовательно закачивают в НКТ нижнюю буферную жидкость (около 200 кг), полиуретановую композицию, верхнюю буферную жидкость (около 100 кг) и жидкость глушения. Закачку приостанавливают в момент выхода из башмака и поднятия в межтрубном пространстве примерно половины объема нижней буферной жидкости. Закрывают задвижку в межтрубном пространстве и при давлении, не превышающем давления опрессовки колонн, продавливают в интервал перфорации оставшуюся в НКТ часть нижней буферной жидкости, весь объем герметизирующей композиции и примерно половину верхней буферной жидкости. После этого обратной циркуляцией промывают башмак и поднимают НКТ на 50–100 м. [31]

Оставляют скважину в покое на время полимеризации композиции в течение 8–12 часов. Затем проверяют наличие или отсутствие отвердевшего полиуретана в стволе скважины и вымывают песчаную пробку.

В дальнейшем скважину осваивают, оценивают качество ремонтно-изоляционных работ. В случае отсутствия притока жидкости производят повторную перфорацию.

При водопритоке из водоносного горизонта, расположенного ниже эксплуатационного объекта или из высокопроницаемого пропластка, по которому произошел прорыв воды, РИР проводят через фильтр нижнего объекта ПЗС. В этом случае башмак НКТ устанавливают на 1,0–1,5 м ниже фильтра ПЗС.

Ликвидацию негерметичности обсадной колонны производят также тампонированием под давлением. Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают: изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов. [32]

При этих видах работ останавливают и глушат скважину. Определяют местонахождение негерметичности обсадной колонны. Устанавливают отсекающий мост (высотой не менее 5 м) в интервал на 20–30 м ниже участка негерметичности. В дальнейшем мост проверяют на прочность. Выясняют приемистость дефекта колонны. Спускают НКТ ниже интервала негерметичности на 10 м.

Если приемистость составляет более $70 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$, то закачивают ~ 200 кг нижней буферной жидкости, затем ~ 400 кг полиуретановой композиции с добавкой 1,0–1,5% инертных наполнителей и ~ 100 кг верхней буферной жидкости. Оставляют мост из композиции в интервале негерметичности. Далее НКТ приподнимают на 50 м выше моста и обратной промывкой жидкостью глушения вымывают остатки композиции и буферной жидкости. Скважину оставляют на время полимеризации композиции (не менее 8 ч).

После этого производят разбуривание полиуретанового моста долотом режущего типа ротором или объемным двигателем Д–103 с последующей опрессовкой обсадной колонны. Если давление опрессовки за 30 мин снизится более, чем на 0,5 МПа, то производят повторную закачку композиции без инертных наполнителей. В случае герметичности обсадной колонны

производится разбуривание нижнего моста, допуск НКТ до забоя скважины и ее освоение. [31]

Если приемистость скважины составляет 12–15 м³/сут·МПа, то производят закачку ~ 200 кг нижней буферной жидкости, ~ 200 кг композиции без инертных наполнителей и ~ 100 кг верхней буферной жидкости.

2.3 Анализ полученных данных в результате внедрения технологии селективной изоляции на терригенных и карбонатных коллекторах

Опытные работы с предлагаемой полиуретановой композицией по вышеописанной технологии были проведены на скв. 2661 Югомашевского месторождения (ПАО АНК «Башнефть»), которая находилась в бездействующем фонде с 1994 г.

Показатели эксплуатации скважины за три последних месяца (до изоляционных работ) были следующие: дебит по жидкости $q_{ж} = 2,9$ м³/сут; дебит по нефти $q_{н} = 0,1$ т/сут; обводненность 98,1%.

В период с 14.05.04 по 29.05.04 г. на скважине провели следующие виды работ:

- опробование карбонатного пласта В3 верейского горизонта (получен приток пластовой воды плотностью $\rho = 1140$ кг/м³ и дебитом $q_{ж} = 0$ м³/сут);
- изоляционные работы полиуретановой композицией (600 кг);
- определение герметичности изолированного интервала снижением уровня жидкости в скважине до 600 м (колонна оказалась герметичной);
- перфорация ЗПК–105С продуктивных отложений нижележащего карбонатного пласта БШ башкирского яруса среднего карбона и его освоение (получен приток безводной нефти с дебитом 6 м³/сут).

После ввода скважины в эксплуатацию в июне 2004 г были получены следующие результаты: $q_{н} = 5,3$ т/сут; $q_{ж} = 6$ м³/сут; обводненность – 1%; динамический уровень $H_{д} = 392$ м.

подавляющее большинство месторождений ОАО «Самаранефтегаз» находятся в поздней или даже завершающей стадии разработки, в том числе и

наиболее крупные. Для увеличения нефтеотдачи пластов была также применена технология селективной изоляции. [33]

Для проведения изоляционных работ в качестве тампонажных составов рекомендованы неселективные составы: полимерная композиция VEC, гелеобразующие составы (ГОС), синтетическая смола (состав «Софит»), полимерно-эмульсионный состав (ПЭС), отверждающиеся в полном объеме или образующие водоизолирующую массу. Физико-химические свойства данных составов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Физико-химические свойства составов

Наименование	Тип	Компонентный состав	Эффективная вязкость композиции, Па·с	Структурно-механические свойства
VEC	Гель	Полиакриламид – 2%, сшиватель – ацетат хрома – до 0,5 %	20–60	Предельное напряжение сдвига 15–30 МПа
ГОС	Гель	Стекло натриево-порошкообразное – 8%, кислота – 1,6%	1–3	Предельное напряжение сдвига 500–600 Па
Софит	Синтетическая смола	Синтетическая смола – 90%, щелочной отвердитель – 10%	80–200	Прочность на сжатие 10,5–12,5 МПа, адгезия 1 МПа
ПЭС	Обратная эмульсия	Бентонит – до 10%, полиакриламид – до 0,5%, эмульгатор – до 0,35%	100–400	Не оценивались из-за особенностей измерения

Состав VEC был испытан в пяти скважинах, ПЭС и «Софит» – в трех скважинах каждый и ГОС – в одной скважине. По результатам проведенных работ скважины можно разбить на 4 группы [33]:

1. Скважины, по которым в результате проведенных работ наблюдается снижение дебита жидкости, увеличение дебита нефти и снижение обводненности. К этой группе отнесено 5 скважин из 12, или 42%. Средний дебит жидкости по этим скважинам до и после РИР составил соответственно 134 и 71 м³/сут; нефти – 4,5 и 20 т/сут при обводненности 97 и 61%.

2. Скважины, по которым в результате проведенных РИР наблюдается некоторое увеличение дебита нефти и снижение обводненности. При этом дебит жидкости остался на уровне дебита до РИР. В этой группе оказались 3 скважины, или 25% всего объема проведенных работ. При этом средний дебит жидкости по этим скважинам до и после РИР составил соответственно 147 и 142 м³/сут; нефти – 6,6 и 12,3 т/сут при обводненности 94 и 87% соответственно.

3. Скважины, по которым в результате проведенных РИР наблюдается снижение дебита жидкости и снижение обводненности. При этом дебит нефти равен дебиту нефти до РИР. К этой группе отнесены 2 скважины.

4. Скважины, по которым после РИР не получен приток нефти. Всего таких скважин 2, или 17% всего объема проведенных работ.

К успешным РИР можно отнести скважины первой и второй групп. Таких скважин 8, или 67%. При этом наилучшие результаты достигнуты при реализации технологии селективной изоляции составом VEC. Состав применялся в пяти скважинах с успешностью 100%. Все эти скважины можно отнести к первой группе скважин, по которым достигнуто снижение объемов предельных допустимых выбросов (ПДВ) и увеличение добычи нефти. После РИР дебит жидкости сократился со 133 до 74 м³/сут, дебит нефти увеличился от 4 до 21 т/сут, обводненность снизилась с 96 до 59%.

Работы с использованием ПЭС были проведены в трех скважинах с успешностью 66%. По этим скважинам дебит жидкости сократился со 107 до 54 м³/сут, дебит нефти увеличился от 4 до 7 т/сут при снижении обводненности с 95 до 62%.

В то же время при использовании технологии «Софит» положительные результаты отсутствовали. Особенность этого состава заключается в том, что его применение возможно без проведения дополнительных работ по докреплению цементным раствором. Данный состав рекомендуется использовать в первую очередь при наличии циркуляции жидкости между нефте- и водонасыщенными интервалами.

Испытания ГОС проведены в одной скважине. Результаты опытных работ показали необходимость доработки рецептуры данного состава.

Продуктивные пласты, разрабатываемые четырьмя скважинами, на которых проводились ОПР (33% от всего объема выполненных работ), относятся к карбонатным коллекторам, еще восемь скважин (66%) эксплуатируют терригенные коллекторы. При этом успешность выполняемых работ составила в терригенных пластах 75% (6 скважин из 8), в карбонатных коллекторах – 50% (2 скважины из 4). Одной из причин низкой успешности работ в карбонатных коллекторах стало выполнение СКО до проведения РИР с целью увеличения приемистости интервала закачивания изоляционного состава. В этом случае происходит расширение существующих трещин и образование новых между нефте- и водонасыщенными интервалами пласта. Подтверждением этого служит величина приемистости до и после кислотных обработок, которая может отличаться в сторону увеличения в два и более раз. В таблице 4 приложения Б представлены параметры эксплуатации скважин до и после проведения РИР по селективной изоляции пласта. [33]

При последующей эксплуатации скважин наблюдается постепенное обводнение добываемой продукции. Так, на 14 января 2011 года обводненность составила в среднем 80% против 71% после РИР. По результатам проведенных работ дополнительно добыто 5,4 тыс. т нефти, или 544,5 т на одну скважину, экономический эффект составил 20 млн рублей.

Таким образом, данный способ позволяет создавать селективные водоизолирующие экраны по всей толщине водонасыщенного пласта и полностью ограничить приток подошвенных вод в продуктивных интервалах на стадии освоения скважин, выходящих из бурения, и обеспечить безводный период добычи нефти в период эксплуатации. Благодаря созданному экрану на основе тампонажных материалов, происходит улучшение проницаемости коллекторов как терригенного, так и карбонатного, что приводит к повышению скорости фильтрации и росту дебита нефти.

Технология селективной изоляции является альтернативой применению набухающих заколонных пакеров. При этом затраты на ее проведение значительно ниже затрат на внедрение данных пакеров.

3. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

Подбор технологии воздействия на пласт является одной из наиболее актуальных задач при разработке месторождений. Существует множество видов геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение продуктивности скважин.

При подборе методов воздействия на ПЗС обычно ориентируются на полученные эффекты по скважинам на схожих месторождениях. При этом редко учитываются конкретные особенности геологического разреза скважин, что приводит к недостаточной эффективности мероприятий. Для эффективного выбора ГТМ необходимо иметь представление, как протекают процессы фильтрации жидкости в ПЗС к создаваемым каналам и трещинам от конкретных видов мероприятий, а также необходимо учитывать тип коллектора.

Фильтрация в терригенных и карбонатных коллекторах протекает по-разному. Прежде всего, различны условия залегания пород-коллекторов – если терригенные породы залегают в виде пористых пластов толщиной от единиц до нескольких десятков метров, то карбонатные формируют массив или горизонты толщиной в несколько сотен метров, часто со смешанным типом коллекторов. Соответственно к первым обычно приурочены залежи пластового типа, ко вторым – в зависимости от степени трещиноватости пород: залежи массивного, массивно-пластового и пластового типов. Это предопределяет применение весьма различных систем разработки залежей.

В терригенных коллекторах диаметры пор и соединяющих их каналов различаются ненамного. В карбонатных коллекторах диаметры соединяющих каналов на один-два порядка меньше диаметров микроаверн, составляющих основную емкость коллектора. Поэтому при равной величине пустотности терригенных и карбонатных коллекторов карбонатные обычно имеют меньшую естественную проницаемость.

В связи с разной структурой пустотного пространства микрокаверновые карбонатные и поровые терригенные коллекторы различаются по величине удельной поверхности, под которой понимается суммарная поверхность пустот, содержащихся в единице объема образца. От удельной поверхности пустотного пространства порода, которая может достигать огромных размеров, зависят содержание остаточной воды, нефтегазонасыщенность, адсорбционная способность породы и другие свойства. При низкой и средней проницаемости удельная поверхность карбонатных коллекторов значительно ниже, чем терригенных; лишь при высокой проницаемости их удельные поверхности почти соизмеримы. Коэффициенты нефтегазонасыщенности карбонатных микрокаверновых коллекторов обычно выше, чем аналогичных по проницаемости терригенных коллекторов.

Во многих карбонатных толщах присутствуют одновременно продуктивные коллекторы с разными видами пустотности и с большим диапазоном проницаемости, вплоть до очень низкой (менее $0,001 \text{ мкм}^2$). В связи с этим карбонатные горизонты в значительно большей степени, чем терригенные, обладают слоистой и зональной неоднородностью по емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам. В результате далее монолитные карбонатные толщи представляют собой сложные объекты разработки. Это делает процессы вытеснения из карбонатных коллекторов нефти и газа водой и вытеснения нефти другими агентами более сложными.

Карбонатные коллекторы гораздо в большей степени, чем терригенные, подвержены трещиноватости. Макротрещины имеют преимущественно вертикальную или наклонную к слоистости ориентировку, а их раскрытость определяется превышением пластового давления над боковым горным. Боковое горное давление даже для одной залежи меняется в широких пределах (от 0,05 до 0,75 вертикального горного давления), т.е. так же, как и все физические свойства карбонатного коллектора, характеризуется неоднородностью. Раскрытость трещин часто меняется по высоте и длине, вследствие чего в сумме они создают относительно невысокую проницаемость. Однако и при этом

трещины могут являться основными каналами для перемещения нефти и газа и обеспечивать гидродинамическую связь различных частей резервуара и даже его единство в целом. Терригенным же пластам обычно свойственна разобщенность различных их частей непроницаемыми и по толщине, и по простиранию породами.

При вскрытии продуктивных пластов проницаемость всех коллекторов – и терригенных, и карбонатных – значительно ухудшается по сравнению с естественной. В терригенных коллекторах, несмотря на проведение работ по очистке прискважинной зоны, это в значительной мере остается необратимым. В карбонатных коллекторах применение солянокислотных обработок, в процессе которых происходит растворение карбонатных пород в соляной кислоте, позволяет не только восстановить естественную проницаемость, но и увеличить ее в радиусе нескольких метров вокруг скважины. Особенно глубоко кислота внедряется в пласт по трещинам, что резко увеличивает трещиноватость и трещинную проницаемость. В результате этого при высокой нефтегазоносности пород создаются условия для промышленной разработки залежей в карбонатных пластах при таких низких природных значениях проницаемости, при которых терригенные коллекторы могут считаться непродуктивными.

Технология селективной изоляции водопритока максимально эффективно подходит для изменения фильтрации и увеличения нефтеотдачи пластов. Образующийся селективный водоизолирующий экран по всей толщине водонасыщенного пласта ограничивает приток подошвенных вод в продуктивные интервалы. Благодаря экрану, происходит улучшение проницаемости коллекторов как терригенного, так и карбонатного, что приводит к повышению скорости фильтрации и росту дебита нефти.

Целесообразно данную технологию применять и в терригенных, и в карбонатных коллекторах. Но необходимо грамотно подойти к подбору рабочих агентов для осуществления селективного воздействия на пласт, так как при применении одного и того же агента на разных типах коллекторов были получены разные результаты, и в терригенных эффект имел наибольшее

положительное значение. При подборе агентов воздействия стоит уделить внимание следующим показателям: типу, компонентному составу, эффективной вязкости композиции и структурно-механическим свойствам.

Селективное воздействие может применяться на стадии освоения скважин, выходящих из бурения, и обеспечить безводный период добычи нефти в период эксплуатации. Технология является альтернативой применению набухающих заколонных пакеров. При этом затраты на ее проведение значительно ниже затрат на внедрение данных пакеров.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Кругловой Екатерине Олеговне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 2200000 рублей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, норма амортизации и т.д. Минимальное значение интегрального показателя ресурсоэффективности – 3,0 балла
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизационные отчисления по спец. технике, отчисления на социальные нужды, налог на прибыль

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Планирование работ и проведение SWOT-анализа. Техничко-экономическое обоснование целесообразности внедрения технологии.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы. Составление сметы затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности применения технологии

Перечень графического материала:

1. Карта сегментирования рынка услуг;
2. Матрица SWOT;
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;
4. Диаграмма Ганта;
5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Круглова Екатерина Олеговна		01.04.2021

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящее время в разработку нефтяных и газовых месторождений широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Финансовая результативность проявляется в расчетах доходах от дополнительной добычи углеводородов. Необходимо предусматривать все без исключения расходы: расходы при использовании различных материалов, расходы на специальное оборудование, расходы на КРС, расходы на амортизацию техники и налоговые исчисления.

Целью данного раздела считается финансовое подтверждение предлагаемых операций, потому что на основе финансовых характеристик возможно судить об экономической эффективности применяемой технологии. Числовые значения финансовых характеристик предоставят абсолютное понимание об экономической производительности технологии, дают возможность установить общую прибыль компании, установить период окупаемости методики.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для составления карты сегментации необходимо рассмотреть следующие методы воздействия на пласт: ГРП, соляно-кислотная обработка (СКО) ПЗП, закачка пара или горячей нефти и комплексная технология, которая включает в себя, например, СКО + ГРП, которые относятся к механическому методу воздействия на пласт, химическому, тепловому и комплексному, соответственно.

В результате применения данных технологий кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в ПЗ и увеличения фильтрационной поверхности

скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Таким образом, потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие компании, которые заинтересованы в решении следующих задач:

- 1) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;

- 2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;

- 3) интенсификация притока нефти.

Сегментирование проводится на примере двух организаций: ООО «РН-ГРП» и «Halliburton».

ООО «РН-ГРП» – сервисное предприятие, оказывающее услуги по проведению ГРП, цементировочных работ, кислотных, азотных обработок, а также работ с использованием различных технологических решений с применением гибких насосно-компрессорных труб для предприятий нефтегазовой отрасли. «Halliburton» является одной из ведущих мировых сервисных компаний, предоставляющих весь спектр современных технологий и услуг нефтегазовой отрасли. ООО «РН-ГРП» относится к средней по размеру компании, а «Halliburton» – к крупной.

Составим карту сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пластов (рисунок 15).

		Вид услуги			
		Механический метод воздействия	Химический метод воздействия	Тепловой метод воздействия	Комплексный метод воздействия
Размер компании	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				

Рисунок 15 – Карта сегментирования рынка услуг, где:



ООО «РН-ГРП»



«Halliburton»

По карте сегментирования видно, что сервисная компания «Halliburton» занимает лидирующие позиции по сравнению с ООО «РН-ГРП» по интересующему нас методу воздействию на пласт.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В таблице 5 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Повышение производительности труда	0,03	2	3	3	0,25	0,20	0,30
2. Надежность	0,10	2	2	3	0,20	0,20	0,20
3. Безопасность	0,20	3	4	3	0,30	0,30	0,40
4.Функциональная мощность	0,20	5	3	3	0,10	0,20	0,20
5. Энергоэффективность	0,10	3	5	3	0,75	0,25	0,10
6. Современная элементная база	0,04	2	3	4	0,15	0,25	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
7.Уровень проникновения на рынок	0,20	5	2	3	0,70	1,00	0,80
8. Цена	0.03	2	5	4	0,20	0,20	0,20

Продолжение таблицы 5

9. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	3	4	5	1,00	0,50	0,80
Итого	1,00	27	31	31	3,65	3,1	3,1

В данной таблице K_{ϕ} – общий коэффициент предложений компании относительно рынка сегментированных услуг, K_{k1} – конкурентоспособность компании ООО «РН-ГРП», K_{k2} – конкурентоспособность компании «Halliburton».

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (18)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя;

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$K = 76,8$, что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям и является конкурентом на рынке.

4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 6 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Повторное увеличение дебита на заглушенных скважинах.</p> <p>С2. Возможность использовать как на добывающих, так и на нагнетательных для увеличения приемистости.</p> <p>С3. Возможность использования технологии как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Большие первоначальные вложения.</p> <p>Сл2. Влияние пластовых условий на проведение операции.</p> <p>Сл3. Неконтролируемое поведение трещин.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование ГРП в комбинации с другими технологиями воздействия на пласт.</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт.</p> <p>В3. Увеличение нефтеотдачи.</p>	<p>1. Увеличение эффективного радиуса скважины.</p> <p>2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии.</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц.</p> <p>2. Проведение дополнительных исследований для изучения объекта воздействия.</p> <p>3. Упрощение методов с помощью новых технологий.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ.</p> <p>У2. Падение цен на углеводороды на мировом рынке.</p> <p>У3. Развивающаяся конкуренция методов повышения продуктивности скважин.</p>	<p>1. Увеличение конечной нефтеотдачи.</p> <p>2. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве.</p>	<p>1. Замена текущего оборудования и расходных материалов более дешевыми.</p> <p>2. Повышение квалификации кадров.</p> <p>3. Копирование методов конкурентными компаниями.</p>

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта, таблица 7. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
		C1	C2	C3
Возможности	B1	+	+	+
	B2	0	-	0
	B3	+	0	+
Результат	B1C1C2C3; B3C3			
Угрозы	У1	0	+	+
	У2	-	+	-
	У3	+	+	-
Результат	У1C2C3;У2C2;У3C1C2			
Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможности	B1	+	-	-
	B2	+	-	+
	B3	+	+	-
Результат	B1Сл1;B2Сл1Сл3;B3Сл1Сл2			
Возможности	У1	-	0	+
	У2	+	+	-
	У3	0	-	+
Результат	У1Сл3;У2Сл1Сл2;У3Сл3			

В результате проведения SWOT-анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология, применяемая на предприятии. Из недостатков можно выделить высокую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду. Достоинства заключаются в высокой эффективности и актуальности.

4.4 Определение трудоемкости выполнения работ

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Руководитель, Бакалавр
	6	Подбор оптимальных параметров	Бакалавр
	7	Оценка прироста дебита нефти	Руководитель, Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Бакалавр
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Бакалавр
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Бакалавр

4.4.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{maxi}}}{5} \quad (19)$$

где $t_{\text{ож}}$ – наиболее вероятное время, в течение которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

t_{mini} – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

t_{maxi} – максимальное время выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (20)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.4.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (21):

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (21)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = T_{кал} / (T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}) \quad (22)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

В 2021 году 365 календарных дней и из них 118 праздничные и выходные дни. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{кал} = 365 / (365 - 118) = 1,48$$

В таблице 9 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 9 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	T_p , раб. дн.	T_{ki} , кал. дн.
	t_{min} , чел-дн.	t_{max} , чел-дн.	$t_{ож}$, чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,4	Р	2,4	4,1
Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1

Продолжение таблицы 9

Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Изучение нормативно-технической базы	5	8	6,2	И	3,1	4,6
Изучение закономерностей фильтрации флюидов в ПЗП	20	25	22	Р, И	22	32,5
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Составление пояснительной записки. Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Социальная ответственность	10	20	14	И	14	20,1
Заключение, презентация	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
					64,5	96,7

Р – руководитель; И – бакалавр

На основе таблицы 9 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 10 (Приложение В).

4.5 Бюджет технологии проведения гидравлического разрыва пласта

4.5.1 Расчет объема дополнительной добычи нефти

Для расчета объема дополнительной добычи нефти необходимо использовать следующие данные, представленные в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета объема дополнительной добычи

Среднесуточный дебит нефти, т/сут: - до реализации мероприятия	5,2
Продолжительность технологического эффекта, сут	517
Цена реализации нефти (внут.рынок), руб./т	21000
Безразмерный коэффициент эксплуатации, K_e	0,95

Продолжение таблицы 11

Безразмерный коэффициент ежемесячного дебита, K_m	0,95
Кратность увеличения коэффициента производительности скважины, $K_{д.н}$	2,5

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Ожидаемое увеличение дебита рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле (23):

$$q_f = q_w \cdot K_{д.н} \quad (23)$$

$$q_f = 5,2 \cdot 2,5 = 13 \text{ т/сут}$$

Ожидаемая добыча нефти после применения технологии:

$$Q_w = q_f \cdot K_e \cdot t \cdot \sum K_m \quad (24)$$

где q_f – добыча нефти после гидроразрыва, т;

K_m – безразмерный коэффициент ежемесячного дебита;

K_e – безразмерный коэффициент эксплуатации скважины;

t – календарное время каждого следующего месяца, суток (среднее $t = 30,5$).

$$Q_w = 13 \cdot 0,95 \cdot 30,5 \cdot 3,5 = 1318,4 \text{ т}$$

Дополнительная добыча нефти после ГРП:

$$\Delta Q_f = Q_f - Q_w \quad (25)$$

$$\Delta Q_f = 2985,8 - 1318,4 = 1667,4 \text{ т}$$

4.5.2 Затраты на материалы и реагенты

Расходы, связанные с приобретением реагентов, зависят от нормы расхода реагентов, а также цены используемого реагента. Затраты на приобретение химических реагентов рассчитываются по формуле (9) и представлены в таблице 12.

$$Z_{\text{реаг}} = H_p \cdot C_{\text{реаг}} \quad (26)$$

где H_p – норма расхода реагента, т.;

$C_{\text{реаг}}$ – цена реагента с учетом ТЗР, без НДС, руб./т.

Таблица 12 – Химические реагенты и проппант для проведения ГРП

Реагент	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв. операцию	Цена с учетом ТЗР, без НДС, руб./ед.	Сумма, руб.
Соль 7%	0,51 кг/м ³	52,15 кг	677,95	35355,09
Разрушитель геля	0,094 кг/м ³	13,9 кг	559,67	7779,41
ПАВ	4,63 л/м ³	429,3 л	490,87	210730,49
Геллянт	20,02 кг/м ³	246,7 л	524,21	12944,59
Буфер	15,98 л/м ³	968 л	614,3	11254,9
Итого				278564,49
Проппант		34,5 т	22320	77040
Итого				348604,49

4.5.3 Расчет затрат на специальное оборудование

Реализация ГРП требует также определенных затрат на оборудование для проведения технологии. Для расчета расходов на аренду специального оборудования для реализации выбранного метода интенсификации притока потребуется нормативное время проведения операции, количество необходимого оборудования и стоимость одного часа проката оборудования.

Затраты на аренду специального оборудования рассчитываются по формуле (27) представлены в таблице 13.

$$Z_{\text{спец}} = V_p \cdot C \quad (27)$$

Таблица 13 – Затраты на аренду специального оборудования

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Стоимость одного часа проката, руб.	Сумма, руб.
Насос	2	3276	212284,8
Спец.арматура устья	1	3190	103356

Продолжение таблицы 12

Блок телеметрии	1	3677	119134,8
Цистерна для реагентов 75 м ³	3	3652	354974,4
Блок манифольдов	1	2967	96130,8
Бункер под гравий 40т	2	4276	277084,8
Блендер	1	3456	11974,4
Кроссовер, промывочная труба	1	3286	106466,4

Продолжение таблицы 13

Итого	1281406,4
--------------	-----------

Из расчетов следует, что общие затраты на аренду специального оборудования на 32,4 часа составили 1281406,4 рублей.

4.5.4 Основная заработная плата

ГРП проводится бригадой из 5 человек в составе ведущего инженера, инженера-лаборанта, инженера-электрика, мастера и механика.

Расчет заработной платы для состава бригады представлен в таблице 14 с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а также временем проведения операции.

Таблица 14 – Расчет заработной платы

Исполнители по категориям	Кол-во	Тарифная ставка, руб./час	Время проведения мероприятия, ч	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия 30%	ЗП с учетом надбавок, руб.
Ведущий инженер	1	344,42	32,4	11159,21	5579,60	45752,75
Инженер-лаборант	1	302,12	32,4	9788,69	4894,34	40133,62
Инженер-электрик	1	302,12	32,4	9788,69	4894,34	40133,62
Мастер	1	243,97	32,4	7904,63	3952,31	32408,97
Механик	1	219,61	32,4	7115,36	3557,68	29172,99
Итого	5			45756,57	22878,3	187601,96

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 187601,96 рублей.

4.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые взносы)

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве.

Расчет страховых взносов при проведении гидравлического разрыва пласта представлен в таблице 15.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а также предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД–11.20.4).

Таблица 15 – Отчисления во внебюджетные фонды

Показатель	Ведущий инженер	Инженер-лаборант	Инженер-электрик	Мастер	Механик
Кол-во работников	1	1	1	1	1
ЗП,руб.	45752,5	40133,62	40133,62	32408,97	29172,99
ФСС (2,9%)	1326,83	1163,87	1163,87	939,86	846,02
ФОМС(5,1%)	2333,39	2046,81	2046,81	1652,86	1487,82
ПФР(22%)	10065,61	8829,4	8829,4	7129,97	6418,06
Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4%)	183,01	160,53	160,53	129,64	116,69
Всего, руб.	13908,84	12200,62	12200,62	9852,33	8868,59
Общая сумма, руб.	57030,99				

Из расчетов следует, что общие затраты на отчисления во внебюджетные фонды составили 57030,99 рублей.

4.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 16% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 8 для более удобного рассмотрения и расчета.

Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле (28) и сводятся в таблице 16:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{спец}} \quad (28)$$

где $Z_{\text{реаг}}$ – затраты на закупку химических реагентов, руб.;

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала;

$Z_{\text{соп}}$ – затраты на страховые взносы, руб.;

$Z_{\text{спец}}$ – затраты на аренду специального оборудования.

Таблица 16 – Затраты на проведение ГРП

Статьи затрат	Сумма, руб.
Аренда специального оборудования	1281406,4
Материалы	348604,49

Продолжение таблицы 16

Заработная плата	187601,96
Страховые взносы	57030,99
Итого	1874643,84
Накладные расходы 16%	299943,01
Общая сумма	2174586,85

4.6 Экономическая эффективность от внедрения метода

Экономическую эффективность рассчитываем следующим образом:

$$E = 0,75 \cdot ((C_n - C_n) \cdot \Delta Q_f) - Z_{\text{мер}} - Z_{\text{крс}} \quad (29)$$

где C_n – цена нефти без НДС и ренты, равная 21000 тыс/т;

C_n – себестоимость нефти, равная 7100 руб/т;

$Z_{\text{мер}}$ – стоимость ГРП вместе с затратами на все виды материалов, тыс;

$Z_{\text{крс}}$ – стоимость капитального ремонта, равная 250 тыс.руб.;

0,75 – коэффициент, учитывающий погашение налога на прибыль.

Если $E > 0$, то применение ГРП окупится, поскольку процесс экономически выгодный.

Рассчитанная по формуле эффективность гидроразрыва составила 1565058,1 руб., т. е. $E > 0$ и проведение процесса целесообразно.

4.7 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитываем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (30)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель технологии;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Происходит сравнение двух организаций (Исп.1 – ООО «РН-ГРП» и Исп.2 – «Halliburton»), которые проводят технологию ГРП. В одной организации сумма на затраты данной операции составляют 2070000 рублей, в другой –

2000000 рублей. Максимально найденное значение затрат составляет 2200000 рублей.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i1} = \frac{2070000}{2200000} = 0,94$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i2} = \frac{2000000}{2200000} = 0,9$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (31)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения технологии;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проведен в таблице 17.

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует потребителям)	0,25	4	3
3. Энергосбережение	0,2	4	2
4. Надежность	0,25	4	4
5. Материалоемкость	0,1	3	3
Итого	1		

$$I_{p-\text{исп}1} = 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,1 = 4,1$$

$$I_{p-\text{исп}2} = 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,1 = 3,25$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии находим следующим образом:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{р-исп.}i}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}} \quad (32)$$

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{\text{р-исп.1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}} = \frac{4,1}{0,94} = 4,3$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{\text{р-исп.2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}}} = \frac{3,25}{0,9} = 3,6$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (33)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{4,3}{3,6} = 1,194$$

Сравнение эффективности технологий представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,94	0,9
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,1	3,25
3	Интегральный показатель эффективности	4,3	3,6

По полученным данным можно сделать вывод о том, что проведение ГРП позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, но и принести дополнительный доход компаниям.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Кругловой Екатерине Олеговне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ влияния закономерностей фильтрации пластовых флюидов в призабойной зоне пласта в процессе регулирования разработки месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: методы интенсификации притока флюидов</p> <p>Область применения: скважины с низким коэффициентом нефтеизвлечения</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197 – ФЗ (ред. от 05.04.2021) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; ГОСТ 12.2.016.1– 91– 12.2.016.5– 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ); ГОСТ 12.0.004– 2015 ССБТ «Организация обучения безопасности труда»; ГОСТ 12.4.026– 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности»; РД 08– 200– 98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожар взрывоопасность; – механические опасности; – различные реагенты. <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – нехватка освещения на рабочем месте; – превышение уровня шума и вибрации; – несоответствие характеристик микроклимата на открытом воздухе/рабочей зоне – повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера – выброс газа.</p> <p>Гидросфера – разлив углеводородов.</p> <p>Литосфера – загрязнение почвы.</p>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС – разлив углеводородов, повреждение герметичности различных соединений, выброс газа. Распространенные ЧС – пожар или взрыв из-за выбросов газа.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Круглова Екатерина Олеговна		01.04.2021

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – это взаимоотношения субъекта и общества, основанные в сознательном исполнении обоюдных обязанностей, а также собственных обязанностей, следующих из нормативных актов, которые регулируют общественные взаимоотношения. Трудясь на производстве, сотрудники подвергаются влиянию вредоносных и небезопасных условий. По этой причине исключить какие-либо чрезвычайные ситуации на производственных объектах допустимо при соблюдении правил безопасности труда.

Для того, чтобы продуктивность скважин была на высоком уровне необходимо знать характер фильтрации флюида, производить работы, направленные на интенсификацию притока, а также сохранять ПЗП в очищенном состоянии. ПЗП считается значимым компонентом в конфигурации «пласт-скважина», так как непосредственно через нее нефть и газ поступает в скважину.

Сущность работ состоит в исполнении последующих технологических операций: создание модели фильтрационного течения для определения характера течения флюида; осуществление работ, связанных с воздействием на ПЗП с целью увеличения нефтеотдачи; обслуживание и контроль за работой оборудования, необходимого при добыче флюида; осуществление работ по очищению ПЗП. Данные работы выполняются круглогодично. Работы, выполняемые по созданию моделей фильтрационных течений, производятся на рабочем месте, оснащенном необходимой организационной техникой и с помощью специальных программ. Работы, осуществляемые по обслуживанию и контролю оборудования, а также по воздействию и очистке ПЗП, выполняются непосредственно на кустовой площадке, то есть на открытом воздухе. Большее значение с целью рассмотрения производственной безопасности имеют работы второго типа.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В основном все месторождения существенно удалены от каких-либо населенных пунктов, поэтому данная деятельность предполагает вахтовый метод согласно Трудовому Кодексу РФ – Глава 47.

Таким образом, в соответствии ТК РФ вахтовый метод – это такая модель трудовых взаимоотношений, в которых сотрудники осуществляют свои высококласные прямые обязанности вдалеке от своего места проживания без возможности приезжать обратно домой каждый день.

К различным видам работ допускаются сотрудники не младше 18 лет, которые успешно прошли полный медицинский осмотр и не имеют каких-либо отклонений.

Перед тем, как приступить к работам, проводятся инструктажи, проверка знаний и далее принимается решение о допуске сотрудников, которые соответствуют требованиям ГОСТ 12.0.004 – 2015 ССБТ. Далее персонал проходит стажировку, сроки которой устанавливаются организацией.

Длительность вахты должна составлять не больше 1 месяца, однако законодательством разрешается длительность вахтовой деятельности вплоть до 3 месяцев, в случае, если есть определенные обстоятельства, которые вынуждают работников прибывать именно такой долгий срок на промысле. Данные обстоятельства непременно должны быть согласованы с избирательным органом профсоюзной компании (ст. 372 ТК РФ) в разработанном нормативном акте компании о вахтовой деятельности.

Кроме того, работники обладают возможностью получать районный коэффициент и специализированные процентные надбавки, в случае, если они отбывают на вахту в регионы, приуроченные к Крайнему Северу или на сам Крайний Север. Также у работников есть основной ежегодный отпуск за счет компании в количестве 28 дней по ТК РФ и дополнительный оплачиваемый отпуск.

Выплаты по дополнительному отпуску производятся следующим образом:

1) отпуск составляет 24 дня, если работник прибывает в регионах Крайнего Севера;

2) отпуск составляет 16 дней, если работник прибывает в регионах, приуроченных к регионам Крайнего Севера.

Кроме выполнения основных работ на промысле в план вводится период, когда работников доставляют от места сбора до конечного пункта и обратно. При этом данное время не входит в рабочее. Поэтому, в нормативном акте предусматривают следующие пункты:

1) рассчитанное количество часов в смену;

2) время на дорогу туда-обратно;

3) время на «отдыхающую вахту».

Под отдыхающей вахтой понимается отдых между вахтами. Следует отметить, что рабочая смена не может длиться больше 12 часов. Также могут вводиться дополнительные перерывы помимо обеденных для обогрева работников, если деятельность осуществляется при предельных значениях температуры воздуха и скорости ветра, которые установлены для каждого региона РФ.

Сотрудникам должны выдаваться средства индивидуальной защиты (СИЗ): специальная одежда, специальная обувь и другие СИЗ, которые предусмотрены для работников нефтегазовой промышленности.

Также для тех агрегатов, которые несут опасность персоналу и не соответствуют по классу климатическим условиям, предусмотрены окрас в сигнальные цвета (ГОСТ 12.4.026 – 76 ССБТ) и учет в соответствии ГОСТ 2.124 – 85. Все основные и главные правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности регламентируется РД 08 – 200 – 98.

5.2 Производственная безопасность

Сотрудники, работающие на промысле, при реализации работ, направленных на интенсификацию притока к скважине, подвергаются большому количеству вредоносных и небезопасных факторов. Влияние данных факторов

может привести к различным заболеваниям или к уменьшению способности трудиться.

С целью классификации возможных факторов следует применять ГОСТ 12.0.003 – 2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Список небезопасных и вредоносных факторов, свойственных для производственной сферы отражены в таблице.

Таблица 19 – Опасные и вредоносные факторы при реализации каких– либо работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этап работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей от климата	+		+	ГОСТ 12.2.062 – 81 [31] ГОСТ 12.2.003 – 91 [32] СанПиН 2.2.4.548 – 96 [33] ГОСТ 12.1.003 – 2014 [34] ГОСТ 12.1.038 – 82. ССБТ [35] СП 52.13330.2011 [36]
2. Превышение уровня шума		+	+	
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Смещению в худшую сторону состояния здоровья работника содействует отклонение показателей климата. Работы по воздействию на ПЗП с целью интенсификации притока проводят на открытом воздухе. Зимой температура воздуха колеблется от –20 °С до –40 °С, однако наблюдаются случаи, когда температура наружного воздуха достигает –50 °С. Стандартизация параметров

на открытой местности не выполняется, но производится определенный комплекс работ, направленный на уменьшение негативного влияния на организм человека. Сотрудникам выдаются СИЗ при отклонении показателей климата, а именно специальную одежду и обувь, для защиты головы – каска, для глаз – специализированные защитные очки, для органов дыхания – респираторы и противогазы. При отрицательных температурах предусмотрена теплая одежда, при осадках – плащи.

Следует придерживаться следующим правилам в неотъемлемом режиме:

- не допускать сотрудников к выполнению каких-либо работ при отсутствии СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- летом сотрудники должны быть оснащены СИЗ от гнуса и клеща;
- при температуре -20°C у работников, исполняющих какие-либо операции на открытом воздухе, каждый час должен происходить подогрев помещения, в котором должна сохраняться температура не ниже $+25^{\circ}\text{C}$.

Деятельность временно останавливают при определенном температурном режиме и скорости ветра в прохладный период. Данные представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Данные по температурному режиму и скорости ветра, когда происходит временная остановка работ

Температура, $^{\circ}\text{C}$	Скорость ветра, м/с
– 40	Безветренная погода
– 35	Менее 5,0
– 25	5,1 – 10, 0
– 15	10,1 – 15,0
– 5	15,1 – 20,0
0	Более 20,0

Превышение уровня шума

Различные агрегаты и машины являются источником шума. Допустимые значения степени шума представлены в ГОСТ 12.1.003 – 2014. Мера степени звука на рабочем месте находится в диапазоне 40–45 дБ, а на открытом воздухе

до 80 дБ. Вертолеты, которые осуществляют перевоз работников до промысла, считаются основным источником высокого шума. Они формируют степень шума в диапазоне 95–100 дБ, что превосходит допустимые цифры. С целью защиты слухового аппарата следует применять наушники или противошумные вкладыши в соответствии СП 51.13330.2011.

Мера степени вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц в соответствии с ГОСТ 12.1.012 – 90 2011. Главными способами уменьшения степени вибрации считаются: виброизоляция источника от рабочей зоны, с данной целью на месте распространения вибрации производят установку виброизоляторов с использованием материалов, обладающих огромным трением (резина, войлока, пробки).

Отсутствие или недостаток естественного света и недостаточная освещенность рабочей зоны

В вечернее время рабочая зона должна быть освещена с целью предотвращения каких-либо травм у работников. Фонари, а также прожектора применяют в качестве осветительного оборудования. В соответствии СП 52.13330.2011 мера освещенности должна составлять не меньше 10 люксов. По этой причине комплекс мероприятий по улучшению освещенности не имеет никакой необходимости.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Поражение человека электрическим током может возникнуть в результате взаимодействия персонала и работающими агрегатами, которые находятся под высоким напряжением, нарушения допустимой дистанции приближения к таким сосудам, прикосновения металлическим предметом к установке без напряжения, а также, если нарушить изоляцию, попавшим под напряжение.

Проходя через тело человека, электрический ток может привести к различным патологиям в организме человека, инициируя как местное, так и общее поражение тканей и органов.

Для того, чтобы защитить работника используют: предупреждающие знаки, различные защитные приборы, сигнализацию, предохранительные кожухи. Кроме этого, непременно нужно использовать СИЗ: специальная одежда и обувь, очки, каска, перчатки и обувь с железным наконечником (ГОСТ 12.1.038 – 82. ССБТ).

5.3 Экологическая безопасность

Одной из основных задач по подбору промышленных решений защиты окружающей среды считается присутствие природоохранных ограничений хозяйственной деятельности.

При работе со скважинами следует придерживаться условий по охране окружающей среды, определенные законодательством по охране природы СНИП 12–01–2004. Организация на промысле обладает согласованными планами нормативов предельно допустимых выбросов в воздух, предельно допустимых сбросов, планом нормативов создания формирования отходов, а также лимитов на их расположение.

Защита атмосферы

Главным очагом засорения атмосферы считаются выбросы газа, а также вредоносные элементы, образованные при авариях. Предпосылки к аварийным ситуациям состоят из ряда факторов: механические дефекты оборудования, низкокачественная починка оборудования, неисполнение технической защищенности.

Защита атмосферы заключается в охране оборудования от коррозии, создание проекта операций при различных авариях, устранении аварийных ситуаций специальными бригадами.

Защита литосферы

Засорение почв нефтью или какими-либо другими веществами приводит к экологическому ущербу, уменьшается эффективность лесов, а также

усугубляется санитарное положение окружающей среды. По данным причинам необходимо осуществлять рекультивацию территорий.

Устранение аварийных ситуаций разливов нефти обеспечивается контролем: пластового давления, оборудования, аварийного отключения насосной техники, контролем герметичности соединений.

Защита гидросферы

Влияние на поверхностные воды происходит при проникновении в них загрязняющих веществ при аварии. После попадания вредоносных веществ возникают осложнения качества воды (аромат, привкус, изменение цвета). Оседание нефтепродуктов и солей на дно водоемов порождает засорение грунтовых отложений.

При авариях мигрирование грязных вод в поверхностные водотоки, вероятно, по поверхности земли только лишь при разрушении обваловок площадок и аварийных ситуациях на трубопроводах.

Необходимо не позволять появление ситуаций, связанных с разливом нефти и других вредоносных веществ для того, чтобы устранить засорение поверхностных и подземных вод.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это положение на конкретной местности, сформировавшееся вследствие катастрофы, небезопасного естественного явления, аварии, которое способно спровоцировать или повлечь за собой людские смерти, но, кроме этого, и вред самочувствию людей или окружающей среде, существенные материальные утраты, а также несоблюдение обстоятельств жизнедеятельности людей.

При реализации каких-либо работ, направленных на интенсификацию притока или обрабатывание ПЗП, могут появиться следующие вероятные ЧС: выплеск газа при негерметичности оборудования, разливы нефти, несоблюдение герметичности емкости с целью хранения различных растворов.

Выплеск газа при негерметичности оборудования тянет за собой угрозу отравления сотрудников компании. Кроме того, из-за значительной

загазованности имеется возможность появления пожара с возможным убытком для инфраструктуры.

Разливы углеводородов принесут существенный ущерб окружающей среде. Загрязнение разрушит природные движения в окружающей среде, а также поменяет условия обитания живых существ. Устранение разливов захватывает от некоторых месяцев вплоть до нескольких лет.

Несоблюдение герметичности емкости для хранения различных веществ может вести за собой разливание химического реагента. При этом совершается загазованность помещения. Рабочий способен получить отравление парами или приобрести ожог.

Более возможная ситуация ЧС – взрыв или пожар из-за выбросов газа при негерметичности соединений. Нарушение правил эксплуатации оборудования приводит к его негерметичности. При взаимодействии с атмосферой образовывается взрывоопасная смесь, что способна загореться при мельчайшей искре. С целью избегания подобных ситуаций следует контролировать непроницаемость сальниковых, а также сланцевых соединений, запорных устройств, пребывающих на кустовых площадках, а также в помещении, не реже 1–2 раз за смену.

При появлении чрезвычайных ситуаций главный сотрудник за осуществление каких-либо производственных процессов обязан установить опасную зону и заслонить ее. Затем следует осуществить мероприятия, нацеленные на спасение всех рабочих, пребывающих в данной зоне – вызвать скорую помощь, оповестить руководство, а также создать службу охраны опасной зоны. Любой работник обязан ознакомиться с проектом операций при аварии и чрезвычайных ситуациях. Сотрудники обязаны выключить электрическую энергию в загазованной области и прервать огневую деятельность. С целью уменьшения рассмотренной ситуации следует каждый день проводить наружный осмотр оборудования. Кроме того, необходимо совершенствовать требования к работам и расширять познания и компетенции сотрудников в задачах безопасности труда.

Вывод по разделу

В данном разделе было проведено исследование опасных и вредоносных факторов, оказывающих большое влияние на состояние здоровья работников. Осуществление правил безопасности и использование мер по предотвращению небезопасных влияний сможет помочь исключить воздействие данных факторов. Кроме того, при проведении различных мероприятий следует уделять соответствующий интерес природоохранной защищенности для того, чтобы не позволять распространению загрязнения окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были определены характеры и основные факторы, влияющие на приток жидкости к скважине по создаваемым каналам в призабойной зоне, по видам геолого-технических мероприятий и в различных геологических условиях.

В процессе разработки месторождений целесообразно применять комплексный подход воздействия на пласт для большего охвата недренируемых зон. Главной задачей является выбор оптимальных методов воздействия на пласт и на призабойную зону скважины. При выборе необходимо ориентироваться не только на полученные данные по скважинам на схожих месторождениях, но и на особенности коллектора.

На стадии освоения скважин наиболее эффективной технологией является селективная изоляция водопритока. Данный вид воздействия на пласт дает положительные результаты как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах (приложение Б).

В последнее время особый интерес представляют карбонатные коллекторы, так как карбонаты активно вступают в реакции, что способствует изменению свойств породы и осложняет добычу углеводородов. Перечисленные факторы также предполагают комплексный подход воздействия на пласт.

При проведении ремонтно-изоляционных работ очень важно соблюдать требования производственной безопасности. Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ для избегания вредных и опасных производственных факторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Исход 17 глава – Библия [Электронный ресурс]. – URL: <https://bible.by>
2. История развития бурения [Электронный ресурс]. – URL: <https://leuza.ru>
3. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
4. Крылов А П: Научные основы разработки нефтяных месторождений [Электронный ресурс]. – URL: <https://petrolibrary.ru>
5. Проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений и воспроизводства запасов для стабильного развития нефтяной отрасли в рыночных условиях [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru>
6. Нефть, Газ и Энергетика: Методы регулирования нефтяных месторождений [Электронный ресурс]. – URL: <https://tehnika.top>
7. Гиматудинов Ш. К., Дунюшкин И. И., Зайцев В. М. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
8. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
9. Масштабы первичной и вторичной миграции нефти и газа. Классификация масштабов движения нефти и газа. Миграционные потери. Миграция нефти и газа в сорбированном состоянии. Избыточное давление. [Электронный ресурс]. – URL: <https://studfile.net>
10. Подгорнов В. М. Заканчивание скважин: Учебник для вузов. – М.: Недра, 2008. – 253 с.
11. Условия притока жидкости и газов к скважинам [Электронный ресурс]. – URL: [Электронный ресурс]. – URL: <https://userdocs.ru>
12. Мордвинов А. А., Воронина Н. В., Каракчиев Э. И. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования

нефтегазопромысловых прочесов: Учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2001. – 114 с.

13. Волков Ю. А., Евлампиев А. В., Кандаурова Г. Ф. и др. К построению критериев выбора скважин для ОПЗ по промысловым данным. // Интервал. – 2002. – №10. – С. 81–83.

14. Капырин Ю. В., Храпова Е. И., Кашицин А. В. Использование комплексной технологии вторичного вскрытия пласта для повышения дебита скважин. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №6. – С. 58–60.

15. Скин-эффект при перфорации. [Электронный ресурс]. – URL:<https://Neftegaz.Wiki.Fandom>

16. Определение скин-эффекта [Электронный ресурс]. – URL: <https://helpiks.org>

17. Кристиан М., Сокол С., Константиnescу А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М.: Недра, 1985. – 185 с.

18. Михайлов Н. Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М.: Недра, 1987. – 152 с.

19. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

20. Гумерский Х. Х. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия. // Нефтяной хозяйство. – 2000. – №12. – С. 12–15.

21. Хлебников В. Н., Алмаев Р. Х., Базекина JT. В. и др. Влияние реагентов на взаимодействие кислот с нефтесмоченной карбонатной породой. // Интервал. – 2003. – №2. – С. 44–46.

22. Вердеревский Ю. Л., Арефьев Ю. Н., Гайнуллин Н. И., Шешукова Л. А. Новая технология обработки призабойной зоны скважин в заглинизированных коллекторах. // Нефтяной хозяйство. – 2000. – №11. – С. 29–31.

23. Давлетшина Л. Ф., Магадова Л. А., Силин М. А. Кислотная обработка нагнетательных скважин. Старые проблемы – новые решения. // Территория нефтегаз. – 2009. – №3. – С. 38–41.
24. Мусабиров М. М. Технология глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта. // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №4. – С. 34–36.
25. Старковский А. В. Гидрофобизация призабойной зоны пласта как метод повышения нефтеотдачи. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №12. – С. 36–38.
26. Салихов М. М., Рафиков Р. Б., Газизов И. Г., Шайхутдинов Р. М. Технологии восстановления продуктивности добывающих скважин. // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №12. – С. 42–47.
27. Сафин С. Г. Физико-химические исследования для качественного управления воздействием на призабойную зону. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №2. – С. 28–31.
28. Жданов С. А. Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти: взаимосвязь и различие. // Бурение и нефть. – 2003. – №5. – С. 53–56.
29. Бекетов С. Б. Технология интенсификации притока углеводородным путем репрессивно-депресссионного воздействия на призабойную зону пласта при капитальном ремонте скважин. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 47–50.
30. Аминев М. Х. Минимум воздействия – максимум добычи нефти. // Интервал. – 2009. – №1. – С. 49–52
31. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. – М.: Недра, 19876. – 175 с.
32. Хасаншин Р.Н. Разработка технологии изоляции попутно добываемых вод в скважинах // дисс.канд. техн. наук. Уфа: Уфимский государственный технический университет. - 2005. - 120 с.

33. Стрижнев В.А. Селективная изоляция водопритоков в ОАО «Самаранефтегаз». // Инженерная графика. – 2011. – №7. – С.53–57
34. ГОСТ 12.2.062–81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
35. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
36. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
37. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
38. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
39. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

Приложение А

Таблица 1 – Методы интенсификации притоков и приемистости скважин

Гидрогазодинамические	Физико– химические	Термические	Комбинированные
1. Гидроразрыв пласта (ГРП) 2. Гидропескоструйная перфорация (ГПП) 3. Создание многократных депрессий (с использованием газов, пен) специальными устройствами для очистки скважин (УОС) 4. Волновое или вибрационное воздействие 5. Импульсионное воздействие 6. Декомпрессионная обработка 7. Щелевая разгрузка 8. Кавитационно-волновое воздействие	1. Кислотные обработки – соляной кислотой – плавиковой кислотой – серной кислотой – сульфаминовой кислотой и др. 2. Воздействие растворителями – нефтерастворимыми (гексановая фракция, толуол, бензол, ШФЛУ и др.) 3. Обработка ПЗС с растворами ПАВ – водными растворами (ОП– 10, превоцел N– G– 12, неонол АФ9– 12, карнатол, сульфанола и др.) – растворами на углеводородной основе (ОП–4, АФ9–4, стеарокс– 6, композиции ИХН–6, ИХН– 100 и др.) 4. Обработка ПЗС ингибиторами солеотложений, включающих комплексоны, сульфосоединения и этиленгликоль 5. Обработка ПЗС гидрофобизаторами	1. Электропрогрев – стационарный – циклический 2. Паротепловые обработки скважин (ПТОС) 3. Прокачки горячей нефти 4. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ)	1. Термокислотная обработка 2. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) 3. Гидрокислотный разрыв пласта 4. Направленное кислотное воздействие в сочетании с ГПП 5. Повторная перфорация в специальных растворах кислоты, ПАВ, растворителей и др. 6. ТГХВ в активной среде (кислоты, растворители) 7. Термоакустическое воздействие 8. Электрогидравлическое воздействие 9. Внутрипластовое окисление легких углеводородов 10. Последовательное воздействие пульсатором и управляемыми циклическими депрессиями 11. Одновременная обработка и очистка ПЗС тандемной установкой «пульсатор– забойной эжектор» с добавками в рабочем агенте

Приложение Б

Таблица 4 – Параметры до и после проведения ремонтно-изоляционных работ

Месторождение	Номер скважины	Технология	Коллектор	Дата проведения технологии	Параметры до РИР			Параметры после РИР				Дополнительная добыча нефти, т
					$Q_{ж},$ м ³ /сут	$Q_{н},$ м ³ /сут	В, %	$Q_{ж},$ м ³ /сут	$Q_{н},$ м ³ /сут	В, %	$\pm Q_{н},$ м ³ /сут	
Западно– Коммунарское	142	СОФИТ	Карбонатный	16.08.10	Бездействует			Эффект отсутствует, проведен ПВЛГ				
Мухановское	86	СОФИТ	Терригенный	30.06.10	Бездействует			28	1	97	1	921
Мухановское	1114	СОФИТ	Терригенный	22.09.10	Бездействует			76	22	66	22	174
Сидоровское	86	ПЭС	Карбонатный	23.08.10	150	4	97	Остановка			– 4	
Ветлянское	323	ПЭС	Карбонатный	09.09.10	Бездействует			72	1	98	1	257
Половецкое	71	ПЭС	Карбонатный	26.09.10	58	5	90	Остановка			– 5	426
Радаевское	157	VEC	Терригенный	27.07.10	Бездействует			8	4	45	4	1057
Дмитриевское	308	VEC	Терригенный	29.07.10	131	6	95	112	10	89	5	1530
Радаевское	214	VEC	Терригенный	26.10.10	195	7	96	56	5	91	– 2	820
Казанская площадь	17	VEC	Терригенный	28.11.10	100	3	97	77	5	92	3	144
Лагодская площадь	51	VEC	Терригенный	16.12.10	110	2	98	65	28	52	26	112
Мухановское	342	ГОС	Терригенный	26.10.10	271	12	95	240	14	93	1	4
ИТОГО					145	3	97	82	7	80	4	5445

Примечание. $Q_{ж}$, $Q_{н}$ – дебит, соответственно, жидкости и нефти; $\pm Q_{н}$ – увеличение (уменьшение) дебита нефти; В – обводненность.

Приложение В

Таблица 10 – Календарный план-график проведения ВКР

Вид работы	Исполнители	$T_{кп}$, дней	Продолжительность выполнения работ									
			февраль		март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4										
Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр	2										
Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	18										
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр	2										
Изучение нормативно-технической базы	Бакалавр	4										
Изучение закономерностей фильтрации в ПЗП	Руководитель, Бакалавр	38										
Оценка полученных результатов	Руководитель, Бакалавр	4										
Социальная ответственность	Бакалавр	6										
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Бакалавр	4										
Составление пояснительной записки	Бакалавр	18										

Руководитель	Бакалавр